ELECTRICITE DE FRANCE
Société anonyme au capital de 2.084.365.041 euros
Siège social : 22-30 avenue de Wagram 75008 Paris
552 081 317 R.C.S. PARIS
(la « **Société** »)

EXTRAIT DU PROCES-VERBAL DE L'ASSEMBLEE GENERALE ORDINAIRE ANNUELLE EN DATE DU 5 MAI 2025

(…)

Troisième résolution *(Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2024)*

L'Assemblée Générale, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration ainsi que du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels, constate que le résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2024 se solde par un bénéfice net comptable de 9.865.253.311,24 euros et décide, sur proposition du Conseil d'administration, d'affecter ce bénéfice net comptable au compte « report à nouveau », qui présentera, à l'issue de cette affectation, un solde débiteur de 4.885.835.236,96 euros.

L'Assemblée Générale prend acte que les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercice de référence	**Nombre d'actions**	**Dividende par action [1] (en euros)**	**Dividende total distribué (en euros)**	**Quote-part du dividende éligible à l'abattement**
2021	3.736.934.708	0,58[2]	1.997.314.793,63[3]	100%
2022	Néant			
2023	Néant			

[1] Déduction faite des actions autodétenues.
[2] Soit un montant de 0,638 en 2021 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
[3] Dont 947.074.231,20 euros versés le 2 décembre 2021 à titre d'acompte sur le dividende 2021 composé de 898.992.407,92 euros versés en actions nouvelles, 48.081.668,10 euros versés en numéraire et 155,18 euros de soulte. Le solde du dividende 2021, d'un montant de 1.050.240.562,43 versé le 13 juin 2022, est composé de 978.699.524,40 euros versés en actions nouvelles, 71.540.908,35 euros versés en numéraire et 129,68 euros de soulte.

L'actionnaire unique adopte cette résolution.

(…)

Quinzième résolution *(Pouvoirs pour l'accomplissement des formalités légales)*

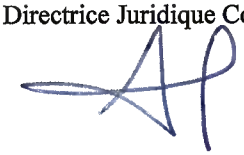
L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de l'Assemblée Générale en vue de l'accomplissement de toutes les formalités légales ou administratives, des dépôts et des publicités requis à la suite de l'Assemblée Générale.

L'actionnaire unique adopte cette résolution.

(…)

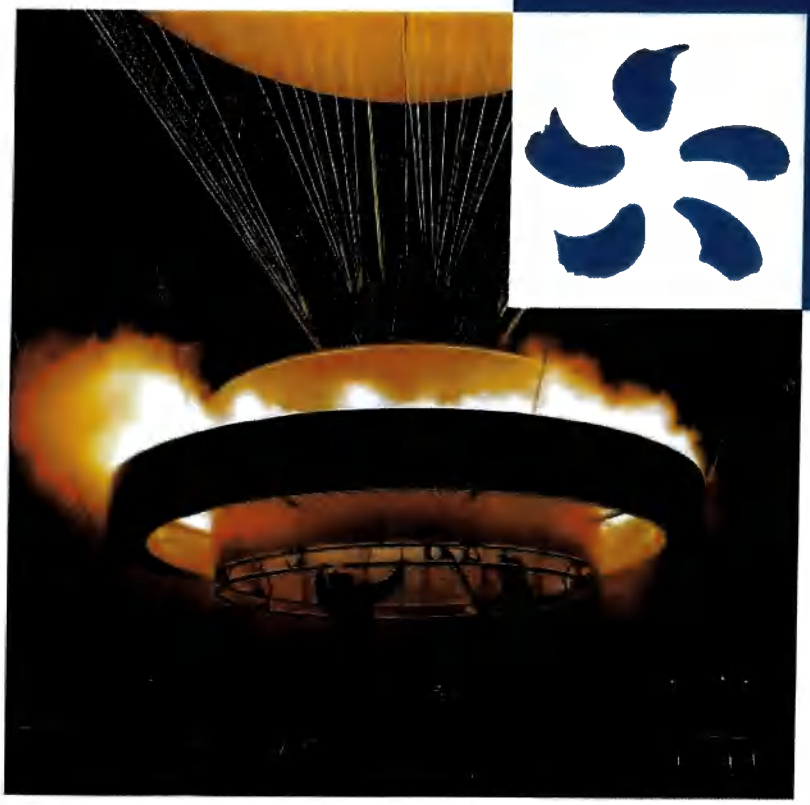
Pour extrait certifié conforme
le 7 mai 2025

Anne Lafont
Directrice Juridique Corporate Finance



Document d'enregistrement universel 2024

incluant le rapport financier annuel



Pour extrait certifié
Conforme à l'original
Le 16/05/2025

Notre raison d'être
Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

Sommaire

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités 5

1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires /RFA/ 6
1.2 Présentation du Groupe 10
1.3 Stratégie et objectifs du Groupe /RFA/ 16
1.4 Description des activités du Groupe 21
1.5 Recherche et développement (R&D), brevets et licences 102

2. Facteurs de risques et cadres de maîtrise /RFA/ 107

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités 108
2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé 116

3. État de durabilité et Plan de vigilance 151

3.1 Informations générales 152
3.2 Informations environnementales 196
3.3 Informations sociales 280
3.4 Informations sur la conduite des affaires 329
3.5 Rapport des Commissaires aux comptes en charge de la certification des informations en matière de durabilité 339
3.6 Plan de vigilance 343

4. Gouvernement d'entreprise /RFA/ 357

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 358
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 359
4.3 Direction Générale 394
4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 396
4.5 Rémunération et avantages des mandataires sociaux 397

5. Performance financière et perspectives /RFA/ 403

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2024 404
5.2 Événements postérieurs à la clôture 429
5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes 429
5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2025 429

6. États financiers /RFA/ 431

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2024 432
6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 559
6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024 563
6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 638
6.5 Politique de distribution de dividendes 642
6.6 Autres informations 643
6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF 645

7. Informations concernant la société et son capital 657

7.1 Informations générales concernant la Société 658
7.2 Actes constitutifs et statuts 661
7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat /RFA/ 663
7.4 Opérations avec des apparentés 668
7.5 Contrats importants /RFA/ 672

8. Informations complémentaires 673

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation /RFA/ 674
8.2 Responsables du contrôle des comptes – commissaires aux comptes 674
8.3 Documents accessibles au public – LEI 675
8.4 Tables de concordance 676
8.5 Glossaire 681

/RFA/ Ces informations font partie intégrante du Rapport financier annuel, tel que prévu par l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier.

Document d'enregistrement universel 2024

Incluant le rapport financier annuel

Devenons l'énergie qui change tout

Le document d'enregistrement universel a été déposé le 27 mars 2025 auprès de l'AMF, en sa qualité d'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement.

Le document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au document d'enregistrement universel. L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) 2017/1129.

Ce document d'enregistrement universel est une reproduction au format PDF de la version officielle du document d'enregistrement universel établi au forme ESEF (European Single Electronic Format) déposée auprès de l'AMF le 27 mars 2025 et disponible sur le site internet de l'AMF (https://www.amf-france.org). Cette reproduction est disponible sur notre site internet (https://www.edf.fr/investisseurs).

1.

Le Groupe, sa stratégie et ses activités

1.1	**Chiffres clés et modèle d'affaires**	**6**
1.2	**Présentation du Groupe**	**10**
1.2.1	Organisation du Groupe	10
1.2.2	Histoire du Groupe	12
1.2.3	Faits marquants	14
1.3	**Stratégie et objectifs du Groupe**	**16**
1.3.1	Environnement et enjeux stratégiques	16
1.3.2	Priorités de la stratégie	16
1.3.3	La transformation du Groupe	20
1.4	**Description des activités du Groupe**	**21**
1.4.1	Activités de production d'électricité	21
1.4.2	Activités de commercialisation en France	51
1.4.3	Activités d'optimisation en France	56
1.4.4	Activités régulées de transport et de distribution en France	57
1.4.5	Activités du Groupe à l'international	69
1.4.6	Services énergétiques et autres activités	96
1.5	**Recherche et développement (R&D), brevets et licences**	**102**
1.5.1	Programmes de la R&D	102
1.5.2	Politique de propriété intellectuelle	105

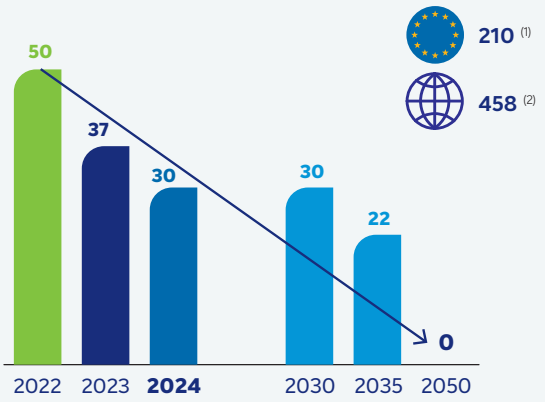
1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires

La trajectoire carbone d'EDF

Trajectoire d'intensité carbone

(En gCO_2/kWh)

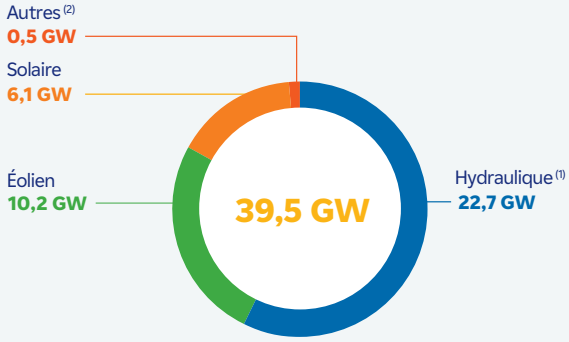
Environ 7 fois inférieure à la moyenne européenne et plus de 15 fois inférieure à la moyenne mondiale



(1) Valeur 2023, EU-27, Agence européenne de l'environnement.
(2) Valeur 2023, Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2024.

EDF, leader européen du renouvelable

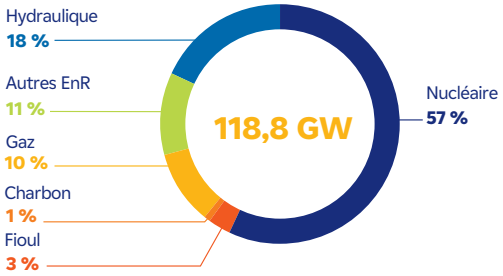
Capacités renouvelables nettes installées par filière à fin 2024



(1) Incluant l'énergie marine pour 0,24 GW.
(2) Biomasse, géothermie.

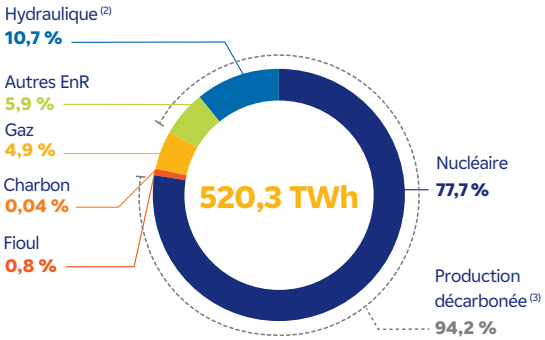
Chiffres clés 2024

Capacités installées (1)



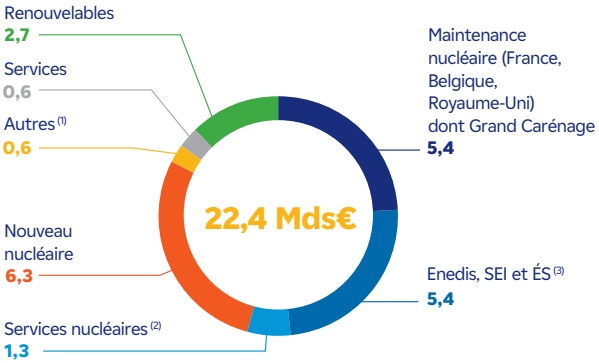
(1) Correspond aux données consolidées.

Production d'électricité (1)



(1) Production des entités consolidées par intégration globale.
(2) Production hydraulique pompage et énergie marine compris.
(3) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

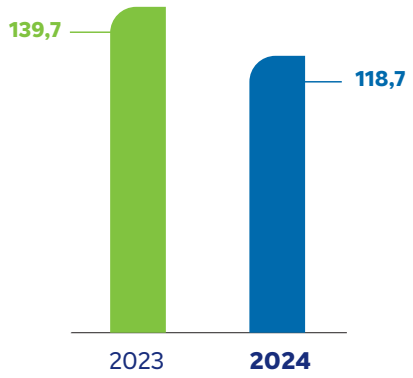
Investissements nets hors plan de cessions



(1) Dont fonctions centrales, immobilier, gaz et fioul.
(2) Framatome et, depuis juin 2024, Arabelle Solutions.
(3) SEI : Systèmes énergétiques insulaires. ÉS : Électricité de Strasbourg.

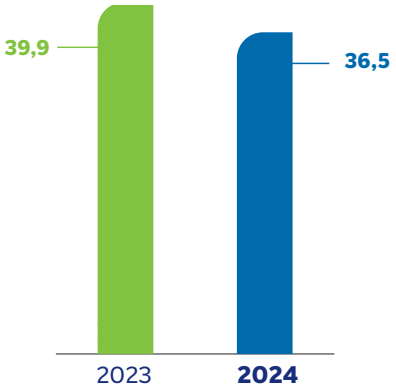
Chiffre d'affaires

En Mds€



EBITDA

En Mds€



- France - Activités de production et commercialisation : **21,0**
- France - Activités régulées [1] : **5,6**
- EDF Renouvelables : **1,4**
- Dalkia : **0,4**
- Industrie et Services [2] : **0,1**
- Royaume-Uni : **3,5**
- Italie : **1,8**
- Autre international : **0,8**
- Autres métiers : **2,0**

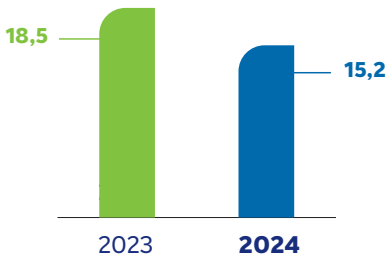
(1) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(2) Industrie et Services : Framatome et Arabelle Solutions (le compte de résultat d'Arabelle Solutions n'est intégré qu'à partir du 1er juin 2024).

NB : chiffres estimés pour les variations d'EBITDA.

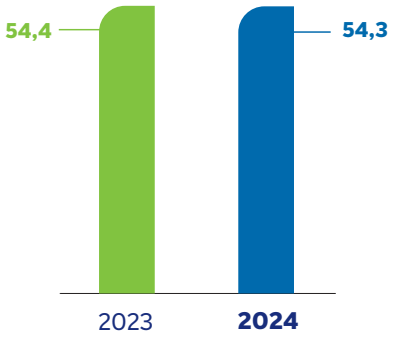
Résultat net courant

En Mds€



Endettement financier net

En Mds€



Atouts et ressources

Une proximité Clients

- **34,9** millions de clients électricité
- **6,6** millions de clients gaz (1)
- Des marques de **1er** plan : EDF, Edison, Luminus, Dalkia
- **210,3** millions de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation (2)

Une ambition humaine

- **191 444** collaborateurs (3)
- Près de **7,9** millions d'heures de formation dispensées, soit **51,5** h en moyenne par salarié (3)

Un écosystème d'innovation ambitieux

- **2 124** collaborateurs R&D au sein d'EDF SA
- Budget R&D de **752 M€** (3) en 2024
- **783** innovations brevetées dans le portefeuille d'EDF SA et Enedis en 2024

Des actifs industriels majeurs

- **118,8 GW** de capacités de production d'électricité (4)
- Une filière nucléaire intégrée
- La technologie EPR
- Un portefeuille d'environ **98 GW** bruts de projets éoliens et solaires (5)
- **1,4** million de km de réseau de distribution (6)
- **44,2** millions de compteurs intelligents installés (3)
- **330** réseaux urbains de chaleur et de froid gérés par Dalkia

Un engagement RSE fort

- Leadership CDP Climate Change : score A
- Impact score : **73/100**
- EDF parmi les **41** leaders de l'engagement des entreprises en matière de politique climatique pour 2024 selon InfluenceMap
- **32,7 Mds€** de financements *Green & sustainable*

(1) Périmètre consolidé. Décompte en points de livraison.
(2) Périmètre EDF SA hors DOM et Corse.
(3) Périmètre Groupe.
(4) Données consolidées au périmètre Groupe.
(5) Périmètre Groupe. *Pipeline* hors capacités en construction. À compter de 2020, l'intégralité des projets en prospection est intégrée dans le portefeuille.
(6) Réseau de distribution en concession d'Enedis.

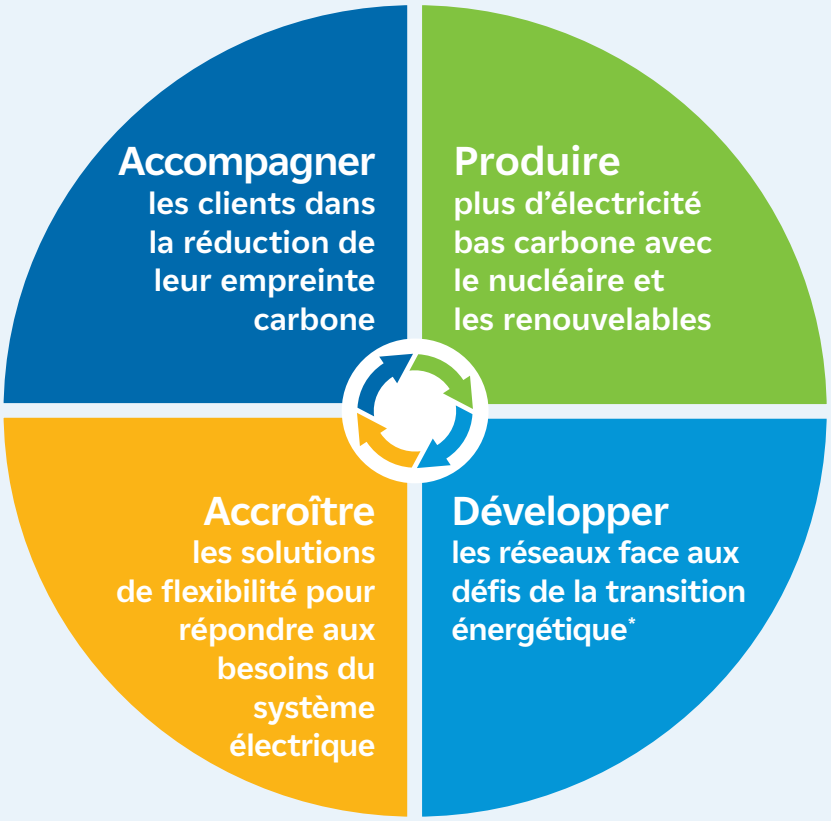
Modèle d'activité

La raison d'être d'EDF

Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

Ambitions 2035

EDF bâtit le système électrique de demain avec Ambitions 2035.



** En France, le réseau public de distribution est géré en toute indépendance par Enedis.*

La déclinaison des enjeux RSE en 12 engagements

- Une ambition « Zéro émission nette »
- Électrification des usages
- Décarbonation du mix énergétique
- Développement des réseaux et des solutions de flexibilité

- Adaptation
- Nature
- Eau
- Ressources

- Vigilance partagée
- Lutter contre la précarité énergétique
- Promouvoir les droits humains
- Vitalité des territoires

Création de valeur 2024

Pour le climat et l'environnement

- Une ambition **« Zéro émission nette »** à l'horizon 2050
- Une production d'électricité de **520 TWh** à **94 %** bas carbone avec émissions de **30 gCO_2/kWh** (1)
- Restauration des écosystèmes : **6 sites** renaturés en 2024
- **90 %** des déchets conventionnels du Groupe dirigés vers des filières de valorisation

Pour les clients

- N° 1 de la relation client dans le secteur « Entreprises de Service » (2)
- **13,4 Mt** d'émissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants

Pour les partenaires et territoires

- **95,4 %** des achats d'EDF SA sont commandés sur le territoire national
- **1** emploi direct d'EDF SA génère environ **4,8** emplois en France
- **100 %** des projets font l'objet d'une concertation (3)

Pour les salariés

- Un indice d'engagement salariés de **75 %** (4)
- **26,7 %** de femmes parmi les dirigeants du Groupe (5)
- Santé sécurité : LTIR de **1,6** (6)

Chiffre d'affaires
118,7 Mds€

EBITDA
36,5 Mds€

Résultat net courant
15,2 Mds€

Un partage de la valeur ajoutée avec nos parties prenantes

Fournisseurs
Achats (7)
10,8 Mds€
Accord mondial RSE groupe EDF

État et territoires
Impôts et taxes (8)
4,1 Mds€

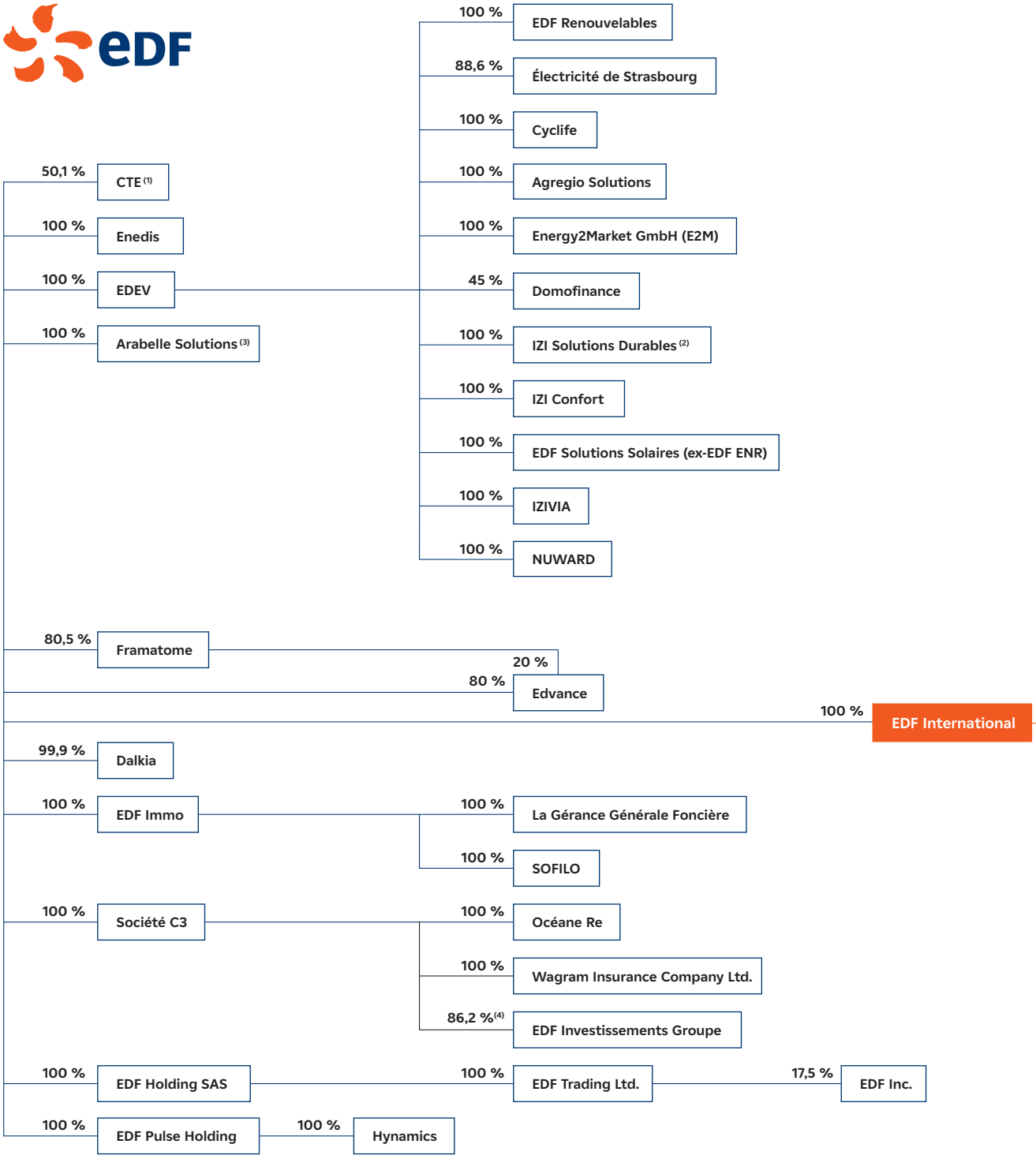
Collaborateurs
Rémunération (9)
16,9 Mds€

(1) Émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur. Périmètre Groupe.
(2) Prix du Podium de la Relation Client BearingPoint – Kantar TNS
(3) Projets de plus de 60 M€ conformes aux principes de l'Équateur - Périmètre Groupe.
(4) Enquête interne MyEDF Group.
(5) Périmètre Groupe.
(6) *Lost Time Incident Rate* salariés Groupe et prestataires.
(7) Autres consommations externes consolidées.
(8) Impôts et taxes consolidés, hors impôts sur les résultats.
(9) Charges de personnel consolidées.

1.2 Présentation du Groupe

1.2.1 Organisation du Groupe

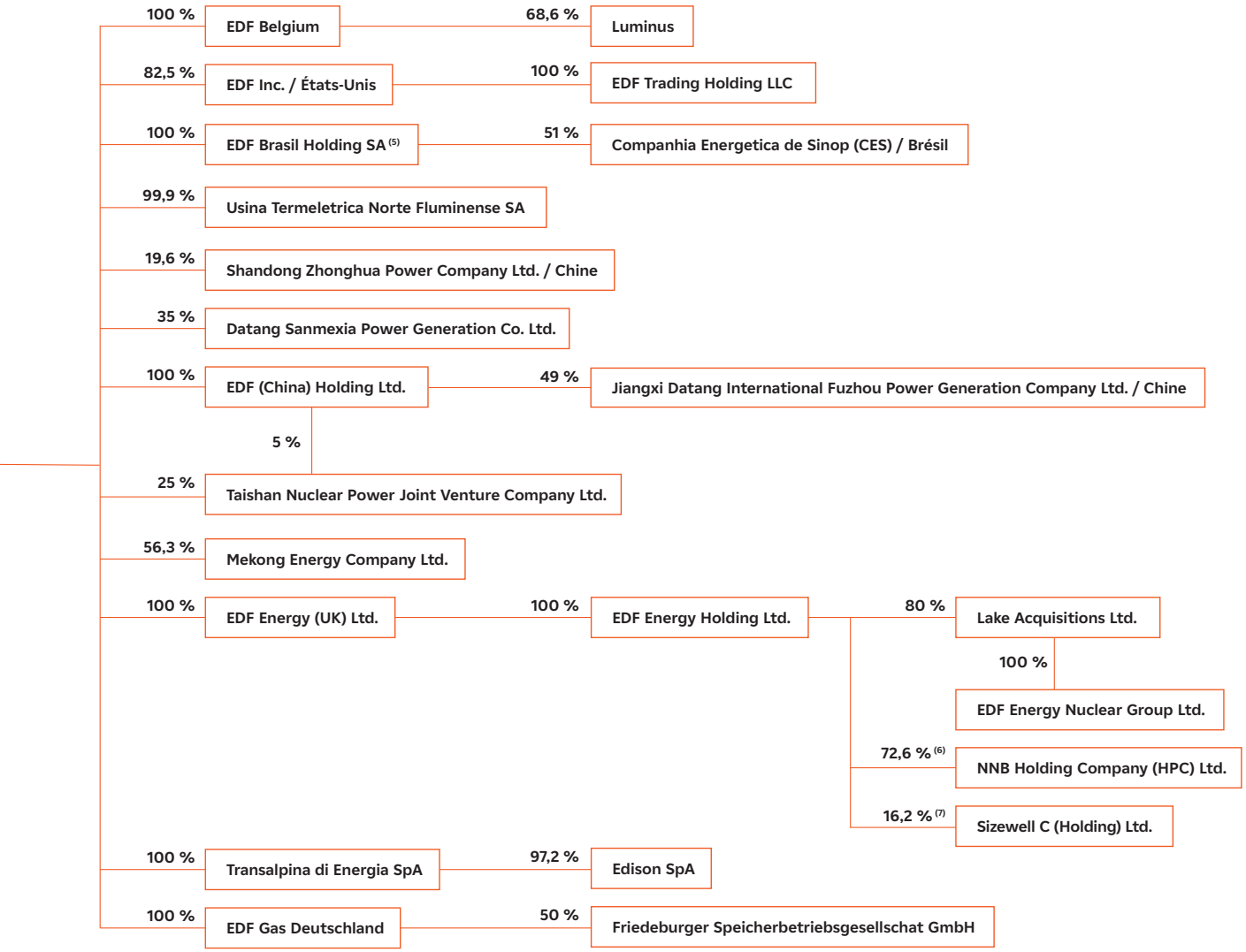
Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2024 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité (filiale ou sous-groupe de filiales) correspondent à la quote-part d'intérêt détenue dans le capital de manière directe ou indirecte. Les valeurs exprimées sont arrondies. Les sociétés ou groupes de sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés à la note 3.3 « Périmètre de consolidation au 31 décembre 2024 » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024. Les évolutions du périmètre 2024 sont commentées en note 3.1.1 « Évolutions du périmètre » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.



(1) Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.
(2) La société IZI Solutions Rénov a été fusionnée dans la société IZI Solutions Durables le 31 mai 2024.
(3) Arabelle Solutions correspond à l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024.
(4) Le 6 novembre 2024, une augmentation de capital de 500 millions d'euros a été souscrite par Natixis Belgique Investissements, qui détient désormais 13,78 % du capital d'EDF IG au 31 décembre 2024 (7,54 % au 31 décembre 2023) et EDF, via la société C3, détient les 86,22 % restants (92,46 % au 31 décembre 2023).

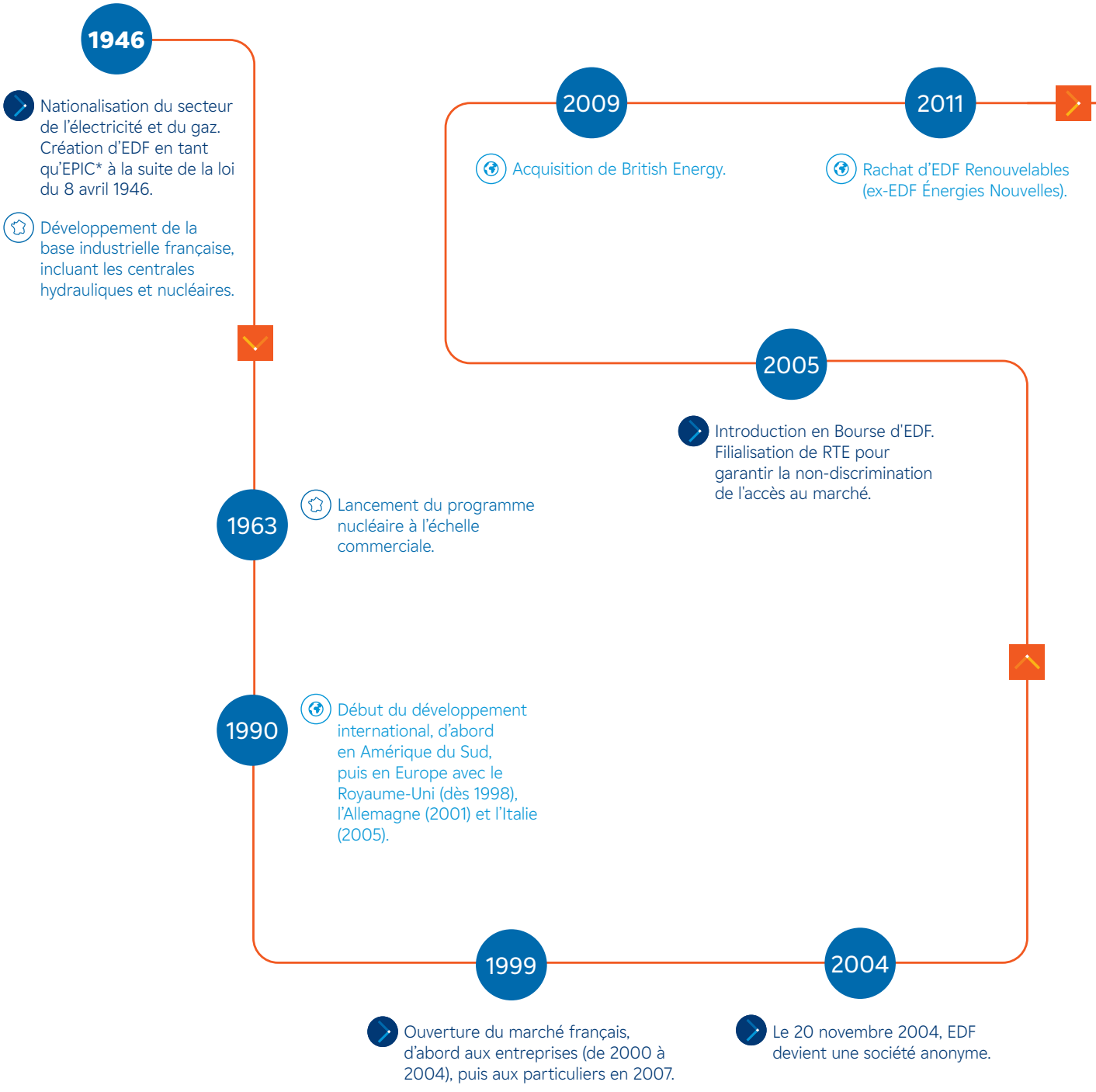
1.

EDF International



(5) Certaines filiales auparavant détenues par EDF Norte Fluminense (dont la Compagnie Énergétique de Sinop, société détenue à 51 % et mise en équivalence) sont désormais détenues par EDF Brasil Holding.
(6) Voir note 14.4 « Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(7) Voir note 12.3 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

1.2.2 Histoire du Groupe



Changements structurels dans le groupe EDF

Développement en France

Développement international

** EPIC : Établissement public industriel et commercial.*

2012

- Prise de contrôle d'Edison.

2014

- Reprise par EDF des activités de Dalkia en France.

2016

- Signature des contrats du projet de construction EPR Hinkley Point C au Royaume-Uni.

2017

- Cession de 49,9 % de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances et augmentation du capital d'environ 4 Mds€.
- Acquisition d'une participation de 75,5 % du capital de Framatome.
- Lancement du plan solaire.

2018

- Mise en service du 1er EPR de Taishan en Chine.
- Montée en puissance dans l'éolien *offshore*.
- Lancement du plan stockage et du plan mobilité électrique.

2019

- Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : publication du projet le 25 janvier 2019.
- Succès de la 1ere quatrième visite décennale du parc 900 MW (Tricastin 1).
- Mise en service de la tranche 2 de Taishan en Chine.
- Mise en service de la centrale hydroélectrique de Sinop au Brésil.

2020

- Adoption d'une raison d'être inscrite dans les statuts.
- Mise en service de la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet.
- Lancement d'« excell », le plan d'excellence de la filière nucléaire.

2022

- Mise en service du premier parc éolien en mer de France de Saint-Nazaire.
- Lancement du plan hydrogène.

2023

- Acquisition de l'intégralité du capital d'EDF par l'État à la suite du retrait obligatoire des actions et OCEANE.

2024

- Première connexion au réseau de Flamanville 3.

1.2.3 Faits marquants

Réacteur EPR de Flamanville 3 connecté au réseau le 21 décembre 2024.

NUCLÉAIRE

- La production nucléaire en France en forte hausse de 41,3 TWh à 361,7 TWh. Elle reflète l'optimisation des arrêts de tranche dans le cadre du programme START 2025 et la maîtrise industrielle des contrôles et des chantiers de réparations liés à la corrosion sous contrainte.
- Flamanville 3 : le réacteur a été connecté au réseau le 21 décembre [1]. Depuis la première réaction nucléaire le 3 septembre 2024, les équipes ont mené un programme d'essais et de contrôles pour monter progressivement le réacteur en puissance. Les phases d'essais et de connexion et déconnexion au réseau électrique vont se poursuivre jusqu'à ce que le réacteur atteigne 100 % de puissance. Le 31 janvier 2025, l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) a donné son accord pour le passage à un niveau de puissance supérieur à 25 %.
- Arabelle Solutions : acquisition des activités nucléaires de l'îlot conventionnel des centrales nucléaires comprenant les groupes turbo-alternateurs auprès de GE Steam Power [2].

NOUVEAU NUCLÉAIRE

- Hinkley Point C : la cuve du réacteur 1 fournie par Framatome a été installée.
- EPR2 : la revue de maturité a validé le passage en *detailed design* des principaux bâtiments de l'îlot nucléaire.
- *Small Modular Reactor* : poursuite du développement d'un SMR à eau pressurisée par NUWARD, avec une nouvelle approche basée sur des technologies éprouvées.

RENOUVELABLES

- La hausse de 6,7 % de la production éolienne et solaire à 28,5 TWh est due notamment aux nouvelles capacités installées (dont le parc éolien *offshore* de Fécamp en France d'environ 500 MW [3] et le parc éolien Serra do Seridó au Brésil de 480 MWc [4] et la centrale solaire CEME 1 au Chili de 490 MW [5]).
- Le portefeuille de projets éoliens et solaires atteint 114 GW bruts (avec notamment le gain en décembre d'un projet éolien en mer flottant de 250 MW en Méditerranée).

HYDRAULIQUE

- La production hydraulique en hausse de 12,7 TWh à 55,5 TWh [6] s'explique par une disponibilité élevée et des conditions hydrauliques exceptionnelles.

THERMIQUE

- La décarbonation des moyens thermiques flexibles :
  - Lancement des travaux de la centrale à biomasse liquide du Ricanto (130 MW - France), en remplacement de la centrale thermique du Vazzio [7].
  - Inauguration du cycle combiné gaz (CCG) de Presenzano (800 MW - Italie), réduisant de 30 % les émissions de CO_2 et dont la turbine est prête à utiliser l'hydrogène comme combustible.
  - Essais de fonctionnement avec un bioliquide (*Hydrotreated Vegetable Oils* [8], conforme à la directive RED II) conduits sur la turbine à combustion (TAC) de Vaires-sur-Marne en juin 2024 (après Brennilis en juillet 2023).

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 21 décembre 2024 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville : le réacteur produit ses premiers électrons sur le réseau électrique national ».
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 31 mai 2024 « EDF acquiert les activités nucléaires de GE Steam Power auprès de GE Vernova ».
(3) Voir le communiqué de presse du 15 mai 2024 « Parc éolien en mer de Fécamp : mise en service du premier parc éolien en mer de Normandie ».
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 18 juillet 2024 « Le groupe EDF met en service son plus grand parc éolien d'Amérique du Sud ».
(5) Voir le communiqué de presse d'EDF du 9 juillet 2024 « EDF inaugure la plus grande centrale solaire du Chili ».
(6) Après déduction de la consommation du pompage, cette production est de 47,8 TWh en 2024 *vs* 37,0 TWh en 2023.
(7) Voir le communiqué de presse d'EDF du 22 novembre 2024 « Le groupe EDF lance le chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto en Corse ».
(8) Huile végétale hydrotraitée recyclée.

CLIENTS ET SERVICES

- Succès du déploiement de la politique commerciale : signature de 8 lettres d'intention et de 2 contrats fermes représentant plus de 12 TWh annuels pour des partenariats industriels de long terme [1] et signature d'environ 6 000 contrats de fourniture d'électricité de moyen terme (environ 22 TWh pour 2028 et 12 TWh pour 2029) [2].
- Hausse du portefeuille de clients dans les pays du G4 à 41,5 millions à fin 2024 [3].
- En 2024, les émissions de CO_2 évitées atteignent 13,4 Mt.
- Décarbonation des usages : hausse de 18 % des points de charge de véhicules électriques déployés ou gérés dans les pays du G4. La chaudière biomasse installée par Dalkia dans l'usine de Swiss Krono va permettre d'éviter 35 000 tCO_2 fossile par an.

RÉSEAUX

- Hausse des raccordements par Enedis [4] de 21 % pour la puissance installée de recharges de véhicules électriques à 5,1 GW et de 19 % pour les installations d'énergies renouvelables à 5,5 GW en 2024.
- Enedis classée « réseau le plus intelligent au monde » pour la 3e fois consécutive dans le Smart Grid Index.
- Le réseau a été totalement disponible auprès de tous les sites pendant les épreuves des Jeux olympiques et paralympiques, permettant de réduire de 80 % les émissions de CO_2 en matière d'énergie de Paris 2024.
- Électricité rétablie pour 90 % des clients en moins de 48 heures lors des évènements climatiques en France.
- Afin d'augmenter et de sécuriser l'alimentation électrique entre la Sardaigne, la Corse et la Toscane, le projet SACOI3 de remplacement de la liaison électrique a été lancé [5].

FLEXIBILITÉ

- Le développement de la flexibilité est rendu nécessaire face à l'instabilité du système, due à l'intermittence des renouvelables. Elle entraine une forte volatilité des prix (1 366 heures, soit plus de 15 % du temps avec des prix horaires observés < 10 €/MWh en 2024 vs plus de 5 % en 2023) et une modulation plus importante du nucléaire.
- Hausse de 18 % des capacités des offres de flexibilité aux clients des pays du G4 avec 2,1 GW fin 2024 [6].
- Clôture financière aboutie pour les trois projets de stockage d'énergie par batterie d'OASIS 1 en Afrique du Sud, un portefeuille d'une capacité combinée de 257 MW avec 1 028 MWh de stockage.

ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX, SOCIÉTAUX ET DE GOUVERNANCE

- Avec plus de 94 % de production décarbonée, EDF a une intensité carbone parmi les plus faibles au monde de 30 gCO_2/kWh, en baisse de 19 % par rapport à 2023.
- La nouvelle architecture RSE a pour l'objectif de « Bâtir le système électrique de demain » sur deux piliers fondamentaux, « S'inscrire dans les limites planétaires » et « Agir pour une transition juste ».
- Rehaussement des ambitions de réduction d'émissions de CO_2 :
  - pour le Scope 1, un nouvel objectif de 65 % de réduction en 2027 s'ajoute à ceux de 70 % en 2030 et 80 % en 2035 *vs* 2017,
  - pour le Scope 3, 3 nouveaux objectifs sont définis : une baisse de 30 % en 2027, 35 % en 2030 et 45 % en 2035 *vs* 2019.
- Pour répondre à ses besoins de compétences, le Groupe a accueilli près de 20 000 collaborateurs en France dont environ : 10 000 recrutements en CDI, 4 500 alternants, 5 000 stagiaires en favorisant la mixité, la diversité et l'insertion des jeunes.

FINANCEMENT

- EDF a émis 5 milliards d'euros d'obligations vertes pour financer le développement de ses activités en 2024 (nucléaire, renouvelables, réseaux) et 500 millions de livres sterling d'obligations dédiées au projet Hinkley Point C [7].

(1) Contrats d'allocation de production nucléaire.
(2) Données à la date de la communication sur les Résultats 2024.
(3) Le portefeuille de clients est constitué de contrats électricité, gaz et services récurrents.
(4) Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(5) Voir le communiqué de presse d'EDF du 28 mai 2024 « EDF et le gestionnaire du réseau de transport d'électricité italien Terna lancent SACOI3, le projet de rénovation de la liaison électrique entre la Sardaigne, la Corse et la Toscane ».
(6) Hors puissance décalée en France du fait des signaux heures pleines/heures creuses.
(7) Voir le communiqué de presse d'EDF du 31 octobre 2024 « EDF annonce le succès de son émission d'obligations senior pour un montant nominal de 500 millions de livres sterling ».

1.3 Stratégie et objectifs du Groupe

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques

L'efficacité énergétique et l'électricité bas carbone sont au cœur de la transition énergétique

La lutte contre le changement climatique est le défi de notre génération. Alors que la projection des politiques actuelles conduirait à un réchauffement de +2,4 °C en 2100 (1), il est aujourd'hui reconnu que pour limiter ce réchauffement à 1,5 °C et respecter les accords de Paris, il est indispensable d'atteindre la neutralité carbone dans le monde à l'horizon 2050.

En Europe, le *Green Deal* élaboré en 2020 et le paquet Climat « Fit for 55 » proposé par la Commission européenne donnent le cadre des mesures permettant à l'Union européenne d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Les programmes de relance qui ont fait suite à la crise sanitaire Covid ont renforcé encore la priorité donnée au climat. Par ailleurs, et dans un contexte de perturbations du marché mondial de l'énergie provoquées par la guerre en Ukraine, le programme « REPowerEU » annoncé en 2022 par la Commission européenne entend répondre aux enjeux complémentaires de résilience, souveraineté et compétitivité de cette transition énergétique.

Parmi les enjeux prioritaires de la nouvelle Commission européenne nommée en 2024, la décarbonation et la compétitivité de l'Union européenne sont réaffirmées avec force. L'électrification des usages énergétiques dans tous les pays figure parmi les leviers principaux pour atteindre les engagements européens de décarbonation, en complément des axes prioritaires de développement des renouvelables et de l'efficacité énergétique. En complément de la cible de -55 % d'émissions de CO_2 établie pour l'horizon 2030, une cible européenne de décarbonation sera proposée par la Commission pour l'échéance de 2040.

En France, l'électricité représente un peu plus de 12 % des émissions de CO_2 (39 % (2) pour le monde). La loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 met la réduction des émissions de gaz à effet de serre au centre de la politique énergétique française. L'objectif est « d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six ».

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui décline les orientations de la politique énergétique française, offre une visibilité à dix ans, indispensable pour les grands acteurs industriels. Une nouvelle PPE a été soumise à la consultation des parties prenantes en novembre 2024, pour fixer les objectifs de 2030 et 2035.

Pour atteindre les objectifs de la PPE, les leviers majeurs à activer sont :

- décarboner conjointement la demande et l'offre en énergie ;
- donner la priorité à la décarbonation de la demande énergétique en électrifiant les usages, solution la plus pertinente en termes de performance climatique, d'efficacité énergétique, de compétitivité et de souveraineté ;
- accroître l'offre d'électricité bas carbone en minimisant son coût et en renforçant la souveraineté énergétique, grâce à un mix électrique diversifié, équilibré et piloté selon l'évolution effective de la demande ;
- développer les capacités électriques pour la sécurité d'approvisionnement des consommateurs, l'adaptation des réseaux et les flexibilités nécessaires à l'équilibre dynamique du système.

Tant en aval qu'en amont, l'innovation sera une composante essentielle de la réussite de ces objectifs.

1.3.2 Priorités de la stratégie

La raison d'être d'EDF est de « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Elle a été inscrite dans les statuts de l'entreprise à l'issue de l'Assemblée générale des actionnaires du 7 mai 2020 et se déploie dans la stratégie du Groupe.

EDF est aujourd'hui le premier producteur mondial d'électricité bas carbone (3). Pour chaque kWh produit, EDF émet environ 7 fois moins de CO_2 que la moyenne des *utilities* européennes (210 g (4) CO_2/kWh) et quinze fois moins que la moyenne mondiale (458(5) gCO_2/kWh) et se fixe des objectifs de réduction d'émissions encore plus ambitieux : ainsi en 2030, EDF aura réduit de 70 % ses émissions directes par rapport à 2017 ; en 2035, la baisse de ses émissions directes sera portée à 80 %. L'intensité carbone de l'électricité produite par le Groupe sera de 30 gCO_2/kWh en 2030 et baissera à 22 gCO_2/kWh en 2035. Et EDF s'engage à réduire ses émissions indirectes de 35 % en 2030 par rapport à 2019 et 45 % sur l'horizon 2035.

Le contexte mondial consacre le rôle de l'électricité bas carbone et conforte la stratégie d'EDF

Le groupe EDF, en tant qu'opérateur et fournisseur responsable, assume sa place d'acteur majeur de la transition écologique et de la souveraineté énergétique. De la construction et l'exploitation de centrales nucléaires, hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes ou thermiques, au développement et l'exploitation de réseaux électriques, à la commercialisation d'énergie et des services associés, le Groupe est présent sur tous les maillons de la chaîne de valeur en France et se développe à l'international.

EDF accompagne ses clients dans la réduction de leur empreinte carbone en leur fournissant des conseils en efficacité et en sobriété énergétique et en leur proposant des solutions de décarbonation. Parmi ces solutions figure l'électrification de leurs usages (véhicules électriques, process industriels électrifiés, chaleur décarbonée, hydrogène bas carbone...) grâce à une électricité bas carbone, compétitive et disponible qui prend progressivement le relais des énergies fossiles. En France, cela se traduit par exemple par l'ambition ***de faire émerger, en substitution des énergies carbonnées, 150 TWh de demande d'électricité supplémentaire en 2035 par rapport à 2023***.

Pour fournir ses clients, EDF répond à la demande croissante en électricité bas carbone en accélérant le développement de ses moyens de production décarbonés. En France, EDF poursuit l'exploitation du parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance et travaille aux conditions permettant le lancement du programme de construction de 6 EPR2 et de 8 réacteurs additionnels. Reconnu pour son savoir-faire, EDF s'engage dans le développement de projets nucléaires au-delà de la France (chantier Hinkley Point C et projet Sizewell C au Royaume-Uni, dialogue stratégique avec l'Inde sur le projet de Jaitapur...). EDF poursuit les développements dans l'hydroélectricité et accélère dans le développement des énergies renouvelables.

(1) Source : Agence internationale de l'énergie - *World Energy Outlook* (Perspectives énergétiques mondiales) 2024.
(2) Source : ministère de la Transition énergétique, Chiffres clés du climat, édition 2023, page 35.
(3) Source : Enerdata, *World ranking of zero direct CO_2 emissions power producers* (2023, TWh), power-producers-ranking.enerdata.net/
(4) www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1/greenhouse-gas-emission-intensity-of-electricity-generation-eu-level
(5) Valeur 2023, Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook* 2024.

Combiné à la hausse des volumes d'électricité injectés et des nouveaux usages, le développement des énergies renouvelables électrogènes constitue un défi d'ampleur pour le système électrique : en tant qu'opérateur responsable, le groupe EDF développe et renforce les solutions de flexibilité contribuant à l'équilibre offre-demande du système sur tous les horizons de temps. EDF s'attache à mobiliser un bouquet de solutions pour répondre à ces besoins, afin d'adapter la consommation et la production de manière plus dynamique et réactive

Les réseaux électriques jouent un rôle majeur dans la réussite de la transition énergétique. Dans le système électrique, ils permettent de transporter et de distribuer l'électricité produite jusqu'aux consommateurs finaux. Pour répondre à la demande électrique croissante, les gestionnaires de réseau rythment la mise en œuvre de la transition énergétique en raccordant chaque jour davantage de nouveaux producteurs d'ENR ou de nouveaux utilisateurs de solutions électriques. En complément, ces opérateurs de distribution modernisent les réseaux en les rendant plus agiles et plus résilients et en digitalisant le pilotage de ces infrastructures clés pour le quotidien des citoyens.

L'empreinte internationale du Groupe est créatrice de valeur et contribue à la réussite de la France

Le périmètre cœur de développement du Groupe en Europe est le « G4 » qui regroupe la France, la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni. Dans ces pays, EDF est présente en tant qu'acteur de référence dans les moyens de production d'électricité mais aussi avec un portefeuille de clients significatif dans chaque géographie. Forte de son ancrage dans les territoires, EDF y développe une gamme d'offres de fourniture et de solutions et services destinés à la décarbonation de ses clients, adaptés aux choix locaux de politique énergétique.

Dans le reste du monde, hors « G4 », le Groupe se développe principalement via des modèles d'affaires sans contrôle exclusif de l'actif avec un rôle industriel permettant de capitaliser sur l'expérience pour le Groupe. EDF va chercher des relais de croissance, en s'engageant dans des projets créateurs de valeur sur des marchés en croissance, en exportant ses savoir-faire reconnus dans des pays en quête de solutions concrètes pour réussir la transition énergétique. EDF peut ainsi se confronter aux meilleures pratiques avec des partenaires de premier plan dans des marchés compétitifs mais également développer de nouvelles compétences industrielles et accélérer sa capacité à innover, tant du point de vue technologique que contractuel.

Un nouveau modèle de marché (post-ARENH)

Lors d'une conférence de presse en date du 14 novembre 2023, les ministres Bruno Le Maire, Agnès Pannier-Runacher et le PDG d'EDF Luc Rémont ont indiqué être parvenus à un accord entre l'État et EDF, posant les bases de la nouvelle organisation du marché français destinée à succéder à l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) à compter du 1er janvier 2026.

Cette nouvelle organisation de marché vise à développer les produits de moyen et long terme afin d'offrir aux consommateurs un plus grand choix de contrats leur permettant de se protéger de la volatilité des prix de court terme et d'encourager les investissements dans la production bas carbone.

Dans le cadre de sa nouvelle politique commerciale, EDF vend aux enchères des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans, permettant à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats apportant visibilité et stabilité aux clients à ces horizons de temps. Dans ce cadre, EDF propose désormais à ses clients des offres de fourniture de détail de moyen terme, jusqu'à 5 ans.

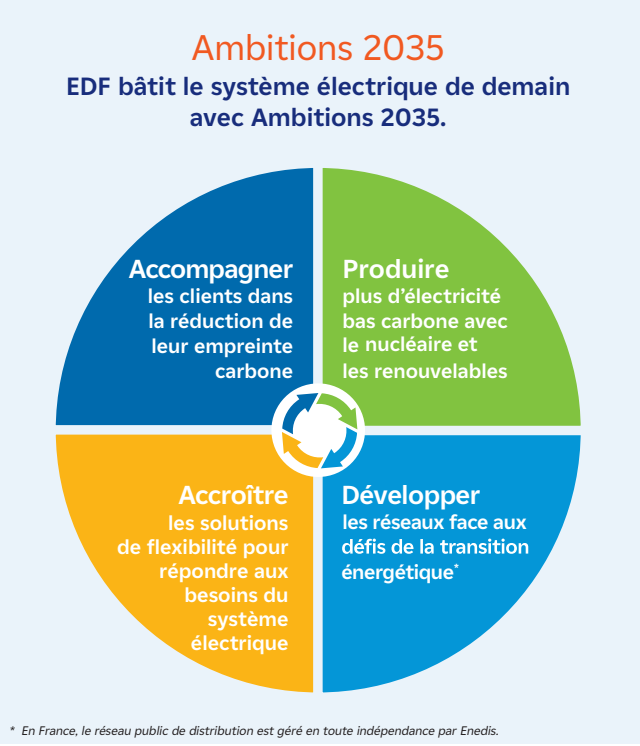
Par ailleurs, EDF propose aux grands clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme, d'une durée minimale de 10 ans, adossés aux actifs du parc nucléaire historique (contrats d'allocation de production nucléaire).

Afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit également le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5€/MWh et 25€/MWh pour le seuil de taxation, et entre 35€/MWh et 55€/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78€$_{2022}$/MWh et de 110€$_{2022}$/MWh.

Un an après l'accord, la mise en œuvre de la politique commerciale a déjà des répercussions positives perceptibles sur le marché ainsi que sur la politique d'offre des fournisseurs alternatifs. Le 6 mars 2025, le groupe EDF a annoncé faire évoluer les modalités de contractualisation de ses contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) (1). L'entreprise proposera à partir du premier semestre 2025 des contrats d'allocation de production nucléaire, pour livraison en France, à travers un mécanisme d'enchère à l'échelle européenne à destination de consommateurs qui ont des besoins supérieurs à 7 GWh/an, fournisseurs ou producteurs disposant d'une capacité d'enlèvement physique de l'électricité en France. Dans le cadre de ce mécanisme d'allocation, EDF proposera un volume total de 1 800 MW d'électricité par an (environ 10 TWh) pour une livraison d'énergie qui commencera au 1er janvier 2026. Les acteurs intéressés peuvent se manifester auprès d'EDF qui procèdera à une évaluation de leur éligibilité au dispositif. EDF entend ainsi contribuer à l'électrification et à la compétitivité de l'économie en diversifiant et adaptant son offre aux besoins de ses partenaires et en leur donnant une visibilité à long terme.

C'est dans ce contexte que le Projet d'entreprise « Ambitions 2035 », décliné en quatre axes stratégiques, a été présenté lors du 3e trimestre 2024.

EDF bâtit le système électrique de demain avec Ambitions 2035



(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 6 mars 2025 « EDF lance un appel à manifestation d'intérêt pour des contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) ».

Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone

Les particuliers, les entreprises, les collectivités locales souhaitent de plus en plus changer leur façon de s'éclairer, de se chauffer, de produire, de consommer, de se déplacer. Chacun veut devenir acteur de sa transition énergétique tout en maîtrisant son pouvoir d'achat et sa compétitivité.

En France et en Europe, l'électricité est le premier levier de la décarbonation de l'économie. L'électrification est un vecteur d'efficacité énergétique (pour un usage donné, l'électricité rend le même service en consommant moins d'énergie) et de décarbonation (on sait la produire sans émettre de CO_2 grâce au nucléaire et aux renouvelables et elle peut remplacer les hydrocarbures dans nombre d'usages). Le bouquet de solutions de décarbonation est complété par la chaleur bas carbone dans les réseaux de chaleur et de froid et les gaz décarbonés comme la production d'hydrogène électrolytique bas carbone.

Pour atteindre l'objectif de la neutralité carbone à l'horizon 2050, le rythme de l'électrification doit s'accélérer.

EDF s'est fixé l'ambition d'accompagner ses clients dans la réduction de leur empreinte carbone. EDF développe une gamme d'offres pour aider ses clients particuliers, entreprises et collectivités locales, à devenir les acteurs de leur consommation d'énergie (autoconsommation, solutions numériques de pilotage des consommations) et les incite à consommer de manière plus sobre.

Au périmètre du « G4 » (France, Belgique, Italie et Royaume-Uni), le groupe EDF apporte des propositions de valeur pour chaque client et vise ***à atteindre 1,5 contrat par client.*** Il s'appuie sur une relation client de référence et une large gamme d'offres et de solutions, notamment dans la performance énergétique durable sur les marchés résidentiels et d'affaires.

Accessibles et innovantes, ces solutions de décarbonation s'appliquent aux usages dans les secteurs les plus émetteurs de CO_2 :

- **Dans le bâtiment**

En France, EDF accompagne de longue date les constructeurs, les promoteurs et les bailleurs sociaux dans la mise en œuvre de solutions énergétiques performantes et bas carbone. EDF propose une gamme de solutions destinées au bâtiment neuf qui favorisent la décarbonation, depuis la conception du bâtiment jusqu'à sa livraison, et s'appuie sur l'expertise de ses filiales pour la réalisation des travaux. IZI by EDF développe ses activités sur les travaux de rénovation intérieure et extérieure vers les particuliers et les petits professionnels. IZI confort vend, installe et réalise la maintenance des pompes à chaleur et des chaudières. Dalkia propose des contrats de performance énergétique dans les bâtiments tertiaires et industriels ainsi que des solutions à base de pompes à chaleur. En complément, des solutions digitales sont proposées aux occupants des bâtiments pour suivre, optimiser et piloter leurs consommations énergétiques et leur empreinte carbone, comme par exemple le pilotage intelligent du bâtiment (PIB) ou la plate-forme intégrée de pilotage à distance de l'efficacité énergétique Dalkia Energy Savings Center (DESC), qui optimise l'exploitation de 40 000 installations en France. Edison, Luminus et EDF Energy se sont également lancés dans une trajectoire ambitieuse de développement des ventes et installations des pompes à chaleur respectivement en Italie, Belgique et Royaume-Uni.

- **Dans les transports**

Pour accélérer la mobilité électrique, le groupe EDF s'est fixé l'ambition d'être le 1er fournisseur d'électricité du segment des propriétaires de véhicules électriques au périmètre du « G4 ». Pour lever les freins au développement du véhicule électrique, EDF aura déployé à fin 2024 environ 408 000 points de charge et vise à atteindre 1,5 million de points de charge en France, Italie, Royaume-Uni et Belgique d'ici 2030. Le groupe EDF couvre l'ensemble des segments du véhicule léger (charge à domicile, charge au travail et charge publique) via ses entités et filiales IZI by EDF, IZIVIA, Pod Point, Luminus, Edison.

En France, IZIVIA a une position de leader sur l'installation et l'exploitation des points de charge ouverts au public en voirie et au sein des entreprises. IZI by EDF est l'un des principaux installateurs de points de charge chez les particuliers et les petits professionnels. Au Royaume-Uni, Pod Point est un leader du marché de l'installation sur le segment des clients particuliers.

- **Dans l'industrie**

C'est en électrifiant les process industriels, en substituant des énergies bas carbone (hydrogène produit par électrolyse, biomasse) aux énergies fossiles, en réduisant les consommations et en récupérant la chaleur fatale que les industriels peuvent réduire leurs émissions de CO_2.

Le groupe EDF développe des solutions de conseil en stratégie de décarbonation, d'électrification des processus industriels, de récupération de chaleur fatale et de production de chaleur renouvelable à travers Dalkia. En complément, EDF contribue à la décarbonation de l'industrie en proposant des solutions de production d'hydrogène électrolytique décarboné. Il met l'expertise de sa R&D au profit de ses clients industriels pour les accompagner dans l'évolution de leur outil de production (fours et chaudières électriques...).

En 2035, 8 à 9 millions d'offres et de services de décarbonation seront déployées auprès de ses clients en portefeuille.

Ces solutions visent ainsi à permettre au groupe EDF d'éviter l'émission ***de plus 45 millions de tonnes de CO_2 par an d'ici 2035*** [1] chez ses clients du G4.

- **Data centers et numérique**

Le 3 mars 2025, le groupe EDF a lancé deux premiers appels à manifestation d'intérêt (AMI) [2] auprès des entreprises du numérique afin de mettre en visibilité les atouts qu'offre la France pour l'installation de centres de données, et notamment l'accès à une électricité bas carbone, à un prix compétitif et disponible à tout moment. Cette annonce dévoile la localisation des sites industriels qui feront l'objet de deux appels à manifestation d'intérêt et qui pourront être exploités par deux opérateurs sélectionnés. Le premier AMI se situe sur le site de Montereau-Vallée-de-la-Seine en Seine-et-Marne (communes de Vernou-La-Celle-sur-Seine et La Grande Paroisse), le second AMI concerne deux sites : celui de La Maxe et celui de Richemont en Moselle. Un quatrième site a été identifié, dont la localisation sera communiquée ultérieurement. L'identification d'autres espaces fonciers se poursuit par ailleurs, avec pour objectif de retenir 2 sites supplémentaires à l'horizon 2026, soit un total de 6 sites à terme. Ces sites feront l'objet de nouveaux appels à manifestation d'intérêt.

L'objectif des appels à manifestation d'intérêt est de sélectionner des opérateurs du numérique en mesure d'aménager les sites en vue d'y construire et exploiter des centres de données de forte puissance. L'attribution se fera sur la base de critères objectifs et transparents portant notamment sur la crédibilité et la maturité des projets des entreprises.

Produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables

En France, l'électricité produite par EDF [3] est bas carbone à 99 % grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables ; EDF joue ainsi un rôle moteur dans l'atteinte de l'objectif de neutralité CO_2 à horizon 2050.

Son action, en France et sur toutes les géographies pertinentes vise à accélérer le développement des énergies renouvelables en complément de son parc nucléaire.

- **L'ambition de production bas carbone du groupe EDF se fonde d'une part sur la performance de la filière nucléaire**, en garantissant sûreté, maîtrise industrielle, compétitivité, protection de l'environnement, optimisation de l'exploitation des parcs nucléaires en France et au Royaume-Uni. En complément, EDF poursuit la mise en œuvre d'une stratégie innovante sur le cycle combustible.

(1) Calcul des émissions évitées par les produits/services suivants, vendus par EDF, Dalkia, Luminus, EDF UK, et Edison : développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; production photovoltaïque (installations vendues aux clients et autoconsommation, à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles. Cet indicateur correspond à l'écart entre les émissions du produit/service vendu et les émissions d'un scénario de référence fixé pour chaque produit/service. Il est amené à croître au cours des années à venir, dans la mesure des évolutions possibles de la méthodologie visant à rester en ligne avec les pratiques externes. Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.2.2.1.3.3 « Émissions évitées ».

(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 3 mars 2025 « EDF lance des appels à manifestation d'intérêt pour l'accueil de nouveaux centres de données en France ».

(3) Périmètre d'EDF SA.

EDF dispose d'un parc de production nucléaire unique au monde. Le « **Grand Carénage** » du parc existant en France est un enjeu industriel majeur. Les investissements associés doivent permettre la poursuite du fonctionnement des centrales au-delà de 40 ans en garantissant sûreté nucléaire, performance et protection de l'environnement. L'ambition d'EDF est de retrouver les meilleurs niveaux de performance opérationnelle de production du parc existant et d'être en ***capacité de produire à terme de 360 à 400 TWh d'électricité d'origine nucléaire en France***. Les études sont engagées pour poursuivre l'exploitation du parc existant au-delà de 60 ans (instruction sous le contrôle de l'ASNR), dans les meilleures conditions de sûreté, tout en prenant en compte le retour d'expérience international, pour les réacteurs de même conception que ceux du parc français.

Le nucléaire, dont l'exploitation n'émet pas de CO_2 [(1)] qui produit en base tout en offrant de forts leviers de pilotage et de flexibilité pour s'adapter à la consommation d'électricité, est un atout essentiel pour disposer d'un mix électrique décarboné à l'horizon 2050.

À l'international, deux réacteurs EPR sont en exploitation à Taishan en Chine, dans lesquels EDF a une participation, et un à Olkiluoto en Finlande.

Concernant Flamanville 3, après le chargement du réacteur en mai dernier, les équipes de l'EPR de Flamanville ont procédé à de nombreux essais techniques et ont mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire. Le 2 septembre 2024, l'Autorité de sûreté nucléaire a donné son accord pour procéder aux opérations de divergence du réacteur de Flamanville 3. Un programme d'essais permettant d'atteindre un niveau de puissance de 25 % est mis en œuvre. L'EPR de Flamanville a été connecté au réseau électrique national pour la première fois le 21 décembre 2024.

En France, après les annonces du Président de la République en février 2022 à Belfort sur le lancement du programme de construction de 6 réacteurs nucléaires en France, EDF, aux côtés de la filière nucléaire, se prépare à la réalisation de ce programme et effectue des études pour 8 réacteurs additionnels. La phase de concertation et de dialogue avec les parties prenantes suit son cours. Le débat public relatif au projet d'une première paire de réacteurs EPR2 sur le site normand de Penly s'est tenu du 27 octobre 2022 au 27 février 2023. Il a permis d'informer et de débattre sur ce projet et a donné lieu à un compte-rendu de la CPDP (Commission particulière du débat public) et à un bilan de la présidente de la CNDP (Commission nationale du débat public), tous deux rendus publics le 26 avril 2023. Le débat public relatif au projet d'une deuxième paire de réacteurs EPR2 sur le site de Gravelines a débuté le 17 septembre 2024 et s'est terminé le 17 janvier 2025. La CNDP publiera les conclusions du débat dans un délai de deux mois, qui seront ensuite analysées par EDF pour en tenir compte dans sa décision de maître d'ouvrage. Le débat public relatif au projet de construction d'une troisième paire de réacteurs nucléaires de production d'électricité de type EPR2 à proximité du site du Bugey a débuté le 28 janvier 2025 et est prévu jusqu'au 15 mai 2025.

Compte tenu de son coût et de sa durée, le programme EPR2 ne pourra être engagé par EDF sans des mesures de soutien public. Le 17 mars 2025, un Conseil de politique nucléaire s'est réuni et a réaffirmé le caractère stratégique de la construction de 6 réacteurs EPR2. Il a examiné les grands principes du schéma de financement et de régulation du programme basé sur un prêt de l'État bonifié couvrant au moins la moitié des coûts de construction et un contrat pour différence sur la production nucléaire à un prix maximal de 100 $€_{2024}$/MWh.

Concernant le financement de l'aval du futur, le Conseil de politique nucléaire a en outre validé le principe d'un financement de ce programme principalement porté par EDF, en tant que client futur de ces installations, et d'une gouvernance pilotée par Orano, associant EDF, le CEA et les services de l'État.

EDF et **sa filiale NUWARD** visent à développer un *Small Modular Reactor* (SMR) de génération 3 pour fournir de l'électricité et de la chaleur décarbonées, renforçant son rôle dans la transition énergétique, à partir de 2030. En 2024, EDF a décidé de faire évoluer le design de son SMR en le basant sur des briques technologiques éprouvées exclusivement pour offrir un réacteur à eau pressurisé, sûr, compétitif et adapté aux besoins du marché français et international dans la décennie 2030.

Au Royaume-Uni, EDF poursuit les travaux de construction des réacteurs d'Hinkley Point C et a conclu avec le gouvernement britannique un accord pour poursuivre le développement du projet d'une **centrale nucléaire à Sizewell C**. Le gouvernement britannique, qui est devenu, aux côtés d'EDF, l'actionnaire majoritaire, a notifié une subvention pouvant atteindre 5,5 milliards de livres sterling sur le projet. En parallèle, une recherche de financements est en cours pour le projet, visant à apporter des capitaux privés au moment de la décision finale d'investissement [(2)]. La décision finale d'investissement d'EDF reste notamment soumise à la capacité à réunir le financement nécessaire à la réalisation du projet ainsi que sa déconsolidation du bilan du Groupe.

EDF se prépare également aux reconversions de sites liées aux arrêts de l'exploitation des centrales en fin de vie. EDF, via Cyclife, poursuit le développement de ses activités dans la déconstruction d'actifs de production nucléaire avec une logique d'économie circulaire incarnée par le traitement-recyclage de la majeure partie des déchets.

- **L'ambition de production bas carbone pour le groupe EDF se fonde sur l'accélération du développement rentable des énergies renouvelables en France et à l'international.**

Le groupe EDF développe les énergies renouvelables électriques dans toutes les technologies (hydraulique, solaire, éolien terrestre, éolien en mer…). Elles représentent déjà plus du quart de la capacité totale du Groupe [(3)]. Le groupe EDF est aujourd'hui un acteur majeur des énergies renouvelables et ambitionne de poursuivre leur développement.

En moyenne sur la période 2024-2035, le Groupe développera 8 GW bruts de projets renouvelables par an.

Le groupe EDF cherche à diversifier les technologies (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque et hydraulique) et leur répartition géographique. EDF investit régulièrement dans les installations hydrauliques pour allier performances économique, énergétique et environnementale, et propose des solutions renforçant le productible hydraulique.

La relance du développement de l'hydroélectricité en France est indispensable pour atteindre les objectifs de la transition énergétique. Face au contentieux opposant la France et la Commission européenne depuis plusieurs années, EDF et l'État ont exploré plusieurs solutions juridiques possibles permettant d'y mettre fin. EDF considère que le passage d'un régime concessif à un régime d'autorisation est la solution juridique la plus robuste et qui est favorable sur les plans énergétique, industriel, politique, et social. Les discussions avec la Commission européenne seront entamées dans les prochains mois. L'Assemblée nationale étudie également le sujet à travers une mission d'information transpartisane qui pourrait déboucher au premier semestre 2025 sur une proposition de loi.

En moyenne, ***pour chaque kWh produit en 2035, le groupe EDF émettra 22 g de CO_2.***

Développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique

Le rôle des réseaux dans la transition énergétique est clé.

Sous l'effet de l'hypothèse de la hausse durable de la demande d'électricité et d'un accroissement de la part des énergies renouvelables intermittentes dans le système électrique, les gestionnaires de réseaux doivent réussir la trajectoire ambitieuse de développement des raccordements portée par la PPE en France. Les réseaux doivent s'adapter à une variabilité croissante des systèmes électriques et par conséquent être en capacité d'absorber des injections massives d'énergies intermittentes (solaire, éolien) tout en assurant à tout moment l'équilibre offre-demande.

Le groupe EDF porte en son sein les activités réseaux de distribution, en France, via Enedis et Strasbourg Électricité Réseaux, gestionnaires du réseau de distribution d'électricité, gérés de façon indépendante d'EDF, et via SEI. À l'international, sa filiale EDF International Network exporte ses savoir-faire et ses compétences dans le domaine des réseaux.

(1) Aucune émission directe et émission ACV (analyse du cycle de vie) qu'il est possible d'estimer à 4 gCO_2/kWh.
(2) Sizewell C equity raise process - GOV.UK (www.gov.uk) ; Further steps to prepare Sizewell C for construction - GOV.UK (www.gov.uk).
(3) 34,8 GW à fin 2024 sur un total de 118,8 GW en données consolidées.

Pour réussir la transition énergétique dans leurs territoires respectifs, ces gestionnaires de réseaux doivent transformer les réseaux qu'ils opèrent afin (i) de réaliser la trajectoire exponentielle de raccordements proposée par la PPE pour répondre à la demande des producteurs (parcs éoliens, centrales solaires, panneaux photovoltaïques en toitures, stockage stationnaire ou équivalent) et des consommateurs (IRVE – Infrastructures de recharge des véhicules électriques, autoconsommateurs) (ii) d'accélérer leur transition numérique dans l'exploitation des réseaux pour renforcer la maintenance prédictive et réparer au plus vite et (iii) de renouveler et renforcer les réseaux existants pour faire face aux besoins croissants d'électricité.

La part de l'électricité dans le mix énergétique des Français devenant majoritaire d'ici 2050, les réseaux doivent être encore plus résilients aux aléas pour garantir l'accès à l'électricité. Sur le périmètre de distribution d'Enedis [1], ***90 % des clients seront réalimentés en moins de 48 heures en cas d'aléa climatique hors exceptionnel*** [2].

En complément, les compteurs communicants déployés par les gestionnaires de réseaux permettent aux gestionnaires d'électricité d'accompagner leurs clients pour mieux comprendre leurs besoins et répondre aux demandes des fournisseurs dans toutes leurs actions d'incitation à plus de sobriété et de pilotage des usages.

En France, Enedis [3] porte au cœur de ses préoccupations l'enjeu de la fiabilité des réseaux et assure une électricité disponible à 99,9 % en France [4]. Maintenir ce niveau de disponibilité sur l'horizon 2035/2040 est un défi industriel et humain considérable.

Accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique

Le pilotage du système électrique requiert des besoins accrus de flexibilité, pour gérer les variations induites par les énergies intermittentes, sur tous les horizons de temps.

En réponse à ces besoins croissants d'équilibrage, EDF développe un bouquet de solutions pour répondre à ces exigences sur les différents horizons temporels. D'ici 2035, le groupe EDF ***aura développé 27 GW bruts supplémentaires de solutions de flexibilités*** par rapport à 2023.

Ces flexibilités se concrétiseront par exemple à l'amont par la poursuite du développement de l'hydroélectricité, par des centrales thermiques décarbonées (grâce aux bioénergies, au développement de technologies de captation et de stockage du carbone) et par le maintien de la capacité de modulation des centrales nucléaires existantes et à venir.

EDF poursuivra le développement des moyens de stockage, à travers les stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP) et via des batteries stationnaires (connectées aux réseaux de transport/distribution, ou bien installées chez les clients).

À l'aval, EDF s'attache à développer et valoriser la capacité de ses clients à moduler leurs consommations. EDF valorise en particulier les **flexibilités disponibles sur les batteries des véhicules électriques** au travers de solutions de pilotage de la recharge et des services de *smart charging* V1G (pilotage unidirectionnel) ou en développant un pilote industriel [5] V2G (pilotage bidirectionnel) pour récupérer l'énergie électrique de la batterie lorsque le véhicule n'est pas utilisé. En France, ces offres sont commercialisées par Izivia, IZI by EDF en association avec Dreev (joint-venture entre EDF et NUVVE) à travers des solutions de *smart charging* locales (à l'échelle des sites) et globales (à l'échelle du système électrique). En Belgique, Luminus a lancé une offre de pilotage de la recharge à destination de ses clients particuliers et au Royaume-Uni, Pod Point valorise la flexibilité de ses clients.

L'innovation

L'innovation est une composante essentielle du chemin à parcourir pour aider ses clients dans leur transition, compte tenu de la vitesse à laquelle progressent aujourd'hui les technologies, des renouvelables au stockage, en passant par les véhicules électriques, l'hydrogène, le pilotage des usages ou les développements digitaux.

En s'appuyant sur ses propres efforts de R&D et sur son écosystème d'innovation rassemblé autour d'EDF Pulse, le groupe EDF soutient les innovations permettant d'accélérer la transition énergétique, en accompagnant autant que possible le tissu industriel français.

Le groupe EDF investit massivement dans la transition énergétique

En 2024, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone (95 % en 2023) [6].

Le Groupe poursuit la revue régulière de son portefeuille d'actifs.

1.3.3 La transformation du Groupe

Depuis sa création, le groupe EDF a toujours relevé les défis auxquels il était confronté. L'urgence climatique et la nécessité de développer l'électricité pour décarboner les usages constituent un nouveau défi clé pour la société et pour le Groupe. EDF joue un rôle moteur dans l'atteinte d'un objectif de neutralité carbone à horizon 2050 et doit à la fois mettre en œuvre un modèle d'activité soutenable pour financer ses investissements, attirer les compétences nécessaires à la transition énergétique et amplifier et accélérer la transformation de ses modes de fonctionnement.

Le Groupe peut s'appuyer sur de solides atouts : un engagement des équipes toujours très fort, au service de la raison d'être d'EDF, une expertise reconnue sur l'ensemble des métiers, et des valeurs partagées autour de l'entraide et l'accompagnement des salariés.

Dans le cadre d'« Ambitions 2035 », une démarche de transformation a été engagée pour faire évoluer les modes de fonctionnement du Groupe vers davantage d'efficacité et de vitesse collective au service de ses clients.

Quatre chantiers d'excellence opérationnelle ont été lancés en janvier 2023 pour « faire réussir EDF » :

- **chantier « Industrialiser et accélérer le numérique » :** l'objectif de ce chantier est de projeter le Groupe dans un fonctionnement fluide et intégré, créateur de valeur, avec un langage et des outils communs, des données plus accessibles et partagées ;
- **chantier « Temps métal » :** ce chantier vise à améliorer la performance opérationnelle, l'attractivité des métiers pour un meilleur service auprès de ses clients et redonner des marges de manœuvre financières au Groupe pour réaliser les investissements nécessaires ;
- **chantier « Compétences » :** l'objectif de ce chantier est d'être au rendez-vous des besoins considérables de compétences appelées par la transition énergétique et les projets du Groupe ;
- **chantier « Mesurer et piloter la performance opérationnelle » :** ce chantier a pour objectif de renforcer le pilotage et le suivi de la performance du Groupe par une augmentation de la performance opérationnelle permettant de générer un meilleur niveau de cash-flow et d'assurer la soutenabilité financière du Groupe.

(1) Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, géré de façon indépendante d'EDF.
(2) Un des 8 engagements du Plan industriel et humain d'Enedis : www.enedis.fr/nous-connaitre/notre-projet-dentreprise.
(3) Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, géré de façon indépendante d'EDF.
(4) www.enedis.fr/nouvelle-france-electrique-horizon-2027-et-2032-enedis-publie-le-document-preliminaire-un-futur
(5) Voir le communiqué de presse du 10 octobre 2024 « Sept nouveaux partenaires rejoignent le projet EVVE, aux côtés d'EDF et de Dreev, pour accélérer le déploiement de la recharge bidirectionnelle des véhicules électriques en Europe ».
(6) Voir la section 3.2.2.1.2.4 « Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique » et la section 6.1, note 20.4 « Investissements bas carbone » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

1.4 Description des activités du Groupe

1.4.1 Activités de production d'électricité

Dans un contexte où les usages de l'électricité sont appelés à augmenter, le Groupe dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde, parmi les moins émetteurs de CO_2, grâce à la part du nucléaire et des énergies renouvelables dans son mix énergétique. Le Groupe ambitionne de poursuivre le développement des énergies renouvelables, en France et dans le monde. Le Groupe prépare également le nucléaire de demain avec l'EPR et le développement des SMR (*Small Modular Reactors*).

520,3 TWh	**118,8 GW**	**39,5 GW**	**94 %**
de production d'électricité	de capacité installée consolidée dans le monde	de capacité renouvelable nette	de production bas carbone*

** Émissions directes de CO_2, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.*

Les atouts du parc de production

Le parc de production du Groupe possède des atouts significatifs :

- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille aval d'EDF (clients finals, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas ;
- un parc nucléaire de 57 réacteurs en France [1], avec le raccordement au réseau électrique du réacteur EPR de Flamanville 3 le 21 décembre 2024 et de 9 réacteurs en exploitation au Royaume-Uni ;
- la construction de réacteurs de type EPR dans le monde ;
- une maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire (conception, exploitation et déconstruction) ;
- la mise en œuvre d'actions visant à améliorer les performances techniques des centrales et à en poursuivre l'exploitation ;
- un parc produisant à 94 % sans émission de CO_2 [2] grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique ;
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

Composition et caractéristiques du parc d'EDF en France continentale

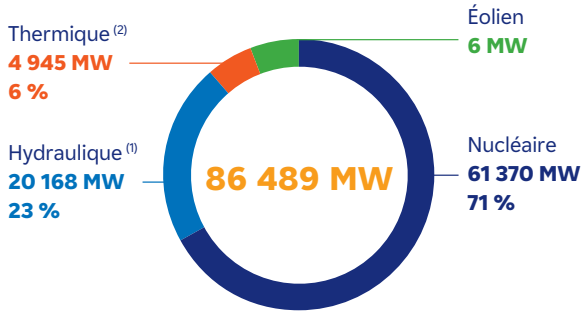
Avec une puissance installée totale de 86,5 GW en France continentale [3] au 31 décembre 2024, la production du parc d'EDF en France continentale a été de 415,0 TWh [4] en 2024. Ce parc se compose principalement au 31 décembre 2024 de :

- 57 tranches nucléaires (avec Flamanville 3) fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP). Leur puissance électrique varie de 900 MW à 1 600 MW, avec une moyenne d'âge de 39 ans (hors Flamanville 3). Voir également la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France » ;
- 19 tranches thermiques en fonctionnement. Voir la section 1.4.1.2 « Production thermique en France continentale » ;
- 424 centrales hydroélectriques, ayant une moyenne d'âge de 79 ans [5]. Voir la section 1.4.1.3.1 « Production hydroélectrique en France » ;
- d'autres centrales hydroélectriques détenues par des filiales du Groupe : ÉS, groupe SHEMA, CERGA et RKI (sur le Rhin, détenues à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW) et les entités franco-suisses de Chatelôt et Émosson.

(1) Après l'arrêt définitif des deux tranches de Fessenheim et le raccordement au réseau électrique de Flamanville 3.
(2) Émissions directes de CO_2, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.
(3) EDF hors Corse et Outre-mer.
(4) Consommation du pompage hydraulique comprise.
(5) Moyenne arithmétique par glissement de 1 an sur parc constant recalculé en 2021.

CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION D'EDF SA EN FRANCE CONTINENTALE – 2024

Capacité installée

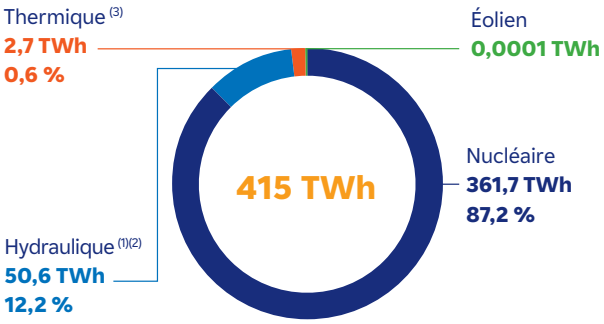


Exprimé en Mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 439 MW en 2024, y compris énergie marine : 240 MW.

(2) Hors Corse et outre-mer, soit 1 320 en 2024.

Production d'électricité



(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,1 en 2024.

(2) Production pompage compris.

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 3,8 en 2024.

NB : les valeurs sont arrondies.

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité

1.4.1.1.1 Organisation et gouvernance nucléaire

Le groupe EDF est appelé à jouer un rôle majeur dans la relance d'un programme nucléaire. Une nouvelle organisation des activités nucléaires et de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie (DIRES) a été mise en place de façon effective le 1er avril 2024. Cette évolution vise à regrouper les savoir-faire et les compétences par grands métiers, à industrialiser les méthodes pour améliorer la performance et à renforcer la transversalité au sein de l'entreprise. Les activités nucléaires sont désormais organisées autour de quatre directions et un pôle :

- la Direction Stratégie, Technologie, Innovation et Développement (DSTID) regroupe les activités stratégiques de préparation de l'avenir et de planification du Groupe. Elle incarne la maîtrise d'ouvrage des projets de construction nucléaire, porte le développement nucléaire à l'international et constitue l'autorité technique et produits. La DSTID oriente et challenge les choix technologiques pour la performance des métiers du Groupe ;
- la Direction Projets et Construction (DPC) assure la maîtrise d'œuvre des grands projets nucléaires selon le cadre et les objectifs de sécurité, sûreté, qualité, coûts et délais jusqu'au transfert aux équipes en charge de l'exploitation ;
- la Direction Ingénierie et *Supply Chain* (DISC) a pour rôle de délivrer en qualité, coûts et délais les études, équipements et prestations, en harmonisant les méthodes, outils et référentiels produits/process des projets neufs et du parc existant. Cette nouvelle direction rassemble les ingénieries nucléaires et les activités en lien avec les fournisseurs ;
- la Direction Production Nucléaire et Thermique (DPNT) assure pour la France l'exploitation, la maintenance et le démantèlement des parcs nucléaire et thermique existants et des nouveaux projets mis en service. Elle continue de déployer, notamment, les programmes Grand Carénage et START 2025 (1) ;
- le pôle « industrie et services » pilote les activités opérationnelles de conception et études, fabrication et services industriels pour la chaudière nucléaire, le combustible, le contrôle-commande (Framatome) et les turbines (Arabelle Solutions).

1.4.1.1.2 Production nucléaire d'électricité en France

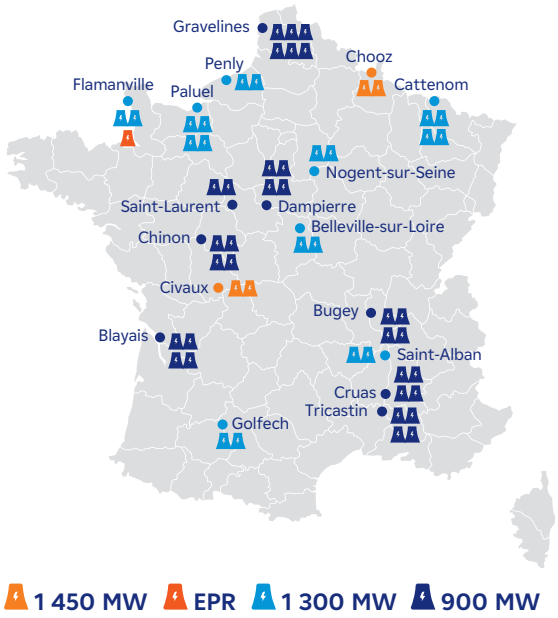
La production d'électricité réalisée en France par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires en 2024 représente 88,8 % de sa production totale d'électricité (2).

1.4.1.1.2.1 Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation

EDF décline son parc de réacteurs REP en exploitation selon quatre niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible. Le parc nucléaire en France est composé de 57 tranches (3) en fonctionnement, réparties sur 19 sites, propriétés d'EDF. Il représente une puissance totale autorisée de 62 970 MW au 31 décembre 2024. Avec un âge moyen d'environ 39 ans (hors Flamanville 3), il se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Palier	Nombre de tranches en exploitation	Puissance totale	Âge moyen
900 MW	32	29 010 MW	42
1 300 MW	20	26 370 MW	36
N4 - 1 450 MW	4	5 990 MW	24
EPR	1	1 600 MW (1)	n.a.
TOTAL	**57**	**62 970 MW**	**39**

(1) La puissance définitive sera issue des essais de démarrage.



(1) Programme de transformation lancé en 2021, centré sur la reconquête de la maîtrise industrielle des arrêts de tranche.
(2) Pompage hydroélectrique compris.
(3) Avec l'EPR de Flamanville 3.

Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (la date de couplage VD est retenue) des tranches **à fin décembre 2024** sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Bugey 2	1979	2021	VD5
Bugey 3	1979	2023	VD5
Bugey 4	1979	2021	VD5
Bugey 5	1980	2022	VD5
Dampierre 1	1980	2022	VD5
Gravelines 1	1980	2022	VD5
Gravelines 2	1980	2024	VD5
Tricastin 1	1980	2019	VD5
Tricastin 2	1980	2021	VD5
Dampierre 2	1981	2022	VD5
Dampierre 3	1981	2024	VD5
Dampierre 4	1981	2024	VD5
Tricastin 3	1981	2022	VD5
Tricastin 4	1981	2024	VD5
Gravelines 3	1981	2022	VD5
Gravelines 4	1981	2024	VD5
Blayais 1	1981	2021	VD5
Blayais 2	1983	2024	VD5
Blayais 3	1983	2024	VD5
Blayais 4	1983	2015	VD4
Saint-Laurent 1	1983	2015	VD4
Saint-Laurent 2	1983	2023	VD5
Chinon B1	1984	2024	VD5
Cruas 1	1984	2015	VD4
Chinon B2	1984	2016	VD4
Cruas 2	1984	2018	VD4
Cruas 3	1984	2024	VD4 en cours
Gravelines 5	1985	2017	VD4

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Gravelines 6	1985	2018	VD4
Cruas 4	1985	2016	VD4
Paluel 1	1985	2016	VD4
Paluel 2	1985	2018	VD4
Paluel 3	1986	2017	VD4
Paluel 4	1986	2019	VD4
Saint-Alban 1	1986	2017	VD4
Flamanville 1	1986	2019	VD4
Saint-Alban 2	1987	2018	VD4
Flamanville 2	1987	2020	VD4
Cattenom 1	1987	2016	VD4
Chinon B3	1987	2020	VD4
Chinon B4	1988	2021	VD4
Cattenom 2	1988	2018	VD4
Nogent 1	1988	2019	VD4
Belleville 1	1988	2021	VD4
Belleville 2	1989	2019	VD4
Nogent 2	1989	2020	VD4
Penly 1	1990	2023	VD4
Cattenom 3	1991	2021	VD4
Golfech 1	1991	2024	VD4
Cattenom 4	1992	2024	VD4
Penly 2	1992	2024	VD3 en cours
Golfech 2	1994	2014	VD3
Chooz B1	2000	2020	VD3
Chooz B2	2000	2019	VD3
Civaux 1	2002	2021	VD3
Civaux 2	2002	2022	VD3
Flamanville 3	2025	-	VD1

À fin 2024 :

- **pour le palier 900 MW**, 21 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4e visite décennale. Les VD4 de Tricastin 4, Gravelines 2 et 4, Dampierre 3 et 4, Blayais 2 et 3, Chinon B1 se sont terminées en 2024. La VD4 de Cruas 3 est en cours de réalisation ;
- **pour le palier 1 300 MW**, 18 réacteurs sur 20 ont terminé leur 3e visite décennale (dont Golfech 1 et Cattenom 4 en 2024). La VD3 de Penly 2 est en cours de réalisation ;
- **pour le palier N4**, les 4 réacteurs ont terminé leur 2e visite décennale ;
- **pour Flamanville 3 :** par décision du 7 mai 2024, l'ASN a autorisé la mise en service du réacteur EPR de Flamanville 3 et le 8 mai 2024, EDF a procédé au chargement du combustible dans la cuve du réacteur, première étape du démarrage du réacteur.

Le 2 septembre 2024, l'ASN a donné son accord au lancement des opérations de divergence du réacteur EPR. Le 3 septembre 2024 à 15h54, les équipes de Flamanville 3 ont procédé à la première divergence du réacteur. Les essais de démarrage ont continué courant septembre avec une première série d'essais du réacteur à puissance nulle. Les essais se poursuivent par palier de puissance.

Le réacteur a été couplé au réseau électrique national le 21 décembre 2024 à 11h48. Après ce premier couplage, conformément à la procédure de démarrage, les phases d'essais et de connexion et de déconnexion au réseau électrique se poursuivront pendant plusieurs mois, sous le contrôle de l'ASN, jusqu'à ce que le réacteur atteigne sa pleine puissance.

Le démarrage d'un réacteur nucléaire est un processus long et complexe, qui met en service les matériels pour la première fois. L'EPR, réacteur de 3e génération, intègre à la conception et dans son exploitation les standards de sûreté les plus exigeants.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux INB (Installations nucléaires de base)

La création d'une INB est autorisée, au terme d'une procédure définie par le Code de l'environnement, par un décret du Premier ministre, pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et sur rapport du ministre chargé de la sûreté nucléaire. L'autorisation de mise en service est quant à elle délivrée par l'ASN, au terme d'une procédure également définie par le Code de l'environnement. La réglementation générale applicable aux installations nucléaires de base accorde notamment la priorité à la protection de la sécurité, la santé et la salubrité publiques et la protection de la nature et de l'environnement (dits « intérêts protégés »). La loi n° 2023-491 du 22 juin 2023 a modifié certaines dispositions du Code de l'environnement afin de permettre l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes.

Dans un courrier adressé le 26 mars 2024, l'ASN a rappelé à EDF ses attentes en matière de prévention et de lutte contre les contrefaçons, les falsifications et les fraudes dans les usines de fabrication d'équipements destinés aux centrales nucléaires. Ce courrier fait suite à l'audition le 26 février 2024 du Président-Directeur Général d'EDF par le collège de l'ASN et à la transmission le 19 mars 2024 par EDF d'un plan d'action détaillé qui constitue une première étape jugée appropriée [1].

Les contrats d'allocation de production

EDF a développé, dans les années 1970-1980, une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des réacteurs du parc nucléaire français d'EDF.

Le principe des contrats d'allocation de production est de réserver aux cocontractants une quote-part de la puissance des réacteurs concernés en contrepartie du règlement de cette même quote-part des coûts fixes des réacteurs (coûts de construction, coûts annuels d'exploitation, coûts liés à sa déconstruction, taxes locales et spécifiques au nucléaire, etc.) et de leur vendre la même quote-part de l'énergie produite par ces réacteurs au coût variable combustible (incluant les coûts amont et aval du combustible) pendant toute leur durée de fonctionnement.

Au 31 décembre 2024, EDF compte dans son parc 10 réacteurs nucléaires concernés par ce type de contrat (à hauteur de 1 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg [2] (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel [3] (12,5 %) ;
- Chooz B1-B2 : Luminus, filiale d'EDF en Belgique (3,3 %).

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production adossé à un parc de centrales (pour un total de l'ordre de 2 GW). Si la durée du contrat et la contribution aux coûts fixes restent liées à des réacteurs du parc bien identifiés, le volume d'énergie vendu au coût variable du combustible est, en revanche, déterminé par le niveau de la disponibilité d'un parc de centrales de référence plus large, appliqué à la part de puissance réservée aux cocontractants sur les réacteurs concernés. Ces contrats concernent principalement les réacteurs suivants :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,7 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

Dans ces deux types de contrats, les cocontractants ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc. Ils assument les risques liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

L'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible. Il représente en effet moins de 30 % des coûts d'exploitation [4]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ».

Cycle de production et arrêts programmés

EDF doit concilier les enjeux liés à la saisonnalité importante de la consommation en France, du fait de sa forte thermo-sensibilité, avec la disponibilité des ressources de maintenance et l'utilisation efficiente du combustible en réacteur. Ainsi, EDF a retenu pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois dont la répartition était la suivante à fin 2024 :

Palier	Nombre de réacteurs	Durée du cycle de production
900 MW	28	environ 12 mois
900 MW*	4	
1 300 MW	20	environ 18 mois
1 450 MW (N4)	4	
EPR	1	environ 20 mois

** Les 4 réacteurs de la centrale du Bugey.*

Chaque cycle de production est composé d'une période en fonctionnement du réacteur, puis d'une période d'arrêt (durée moyenne de 2 à 3 mois), au cours de laquelle une fraction du combustible est remplacée. Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque cycle de fonctionnement :

- l'arrêt pour simple rechargement (ASR) d'une durée normative d'environ 40 jours. La principale opération réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf. Certains tests et quelques opérations de maintenance sont également réalisés ;
- la visite partielle (VP), d'une durée normative [5] d'environ 85 jours, consacrée au déchargement/rechargement du combustible et à la maintenance.

Tous les dix ans, chaque réacteur est arrêté afin d'effectuer une visite décennale [6] (VD). Sa durée est de l'ordre de 180 jours [7] en moyenne. Elle varie en fonction du programme de travaux et de maintenance ainsi que du palier concerné.

(1) www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/contrefacons-falsifications-et-suspicions-de-fraude-l-asn-rappelle-ses-exigences-a-edf
(2) Groupe Axpo.
(3) Groupe Engie.
(4) Les coûts d'exploitation se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent ni les investissements liés à la construction, ni les charges de déconstruction.
(5) Les durées normatives constituent des durées de référence optimisées et réalistes par type d'arrêt. Elles intègrent le retour d'expérience des arrêts passés. Les durées programmées des arrêts varient autour de ces durées de référence en fonction du programme de travaux à réaliser.
(6) En conformité avec l'article L. 593-18 du Code de l'environnement.
(7) Durée « normale » excluant les cas particuliers ou extrêmes.

Le programme d'une visite décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;
- une épreuve hydraulique du circuit primaire, une épreuve d'étanchéité de l'enceinte, et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications liés aux réexamens périodiques ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement de gros composants.

À l'issue de chaque visite décennale (VD), il revient à l'ASNR de donner son accord sur le redémarrage du réacteur pour le cycle à venir et de prendre position sur la poursuite du fonctionnement pour 10 ans supplémentaires en émettant éventuellement des prescriptions techniques.

S'agissant de Flamanville 3, la production prévue lors du cycle à partir de la première divergence est d'environ 14 TWh. Après ce premier cycle de production, le réacteur réalisera sa première visite complète « VC1 ». La durée et le programme de travaux font l'objet d'études en cours.

Cadre réglementaire

L'Autorité de sûreté nucléaire devenue l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR)

Depuis l'entrée en vigueur de la loi n° 2024-450 du 21 mai 2024 [1], les activités de l'ASN et de l'IRSN ont été regroupées au sein d'une nouvelle autorité, l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR). L'ASNR est une autorité administrative indépendante qui participe au contrôle de la sûreté nucléaire, de la radioprotection en France et à l'information du public dans ces domaines.

Son activité s'articule autour des missions principales suivantes :

- la contribution à l'élaboration de la réglementation, en donnant son avis au gouvernement sur les projets de décret et d'arrêté ministériel et en prenant des décisions réglementaires à caractère technique ;
- l'instruction de l'ensemble des demandes d'autorisation individuelles des installations nucléaires de base (INB). Elle accorde les autorisations, à l'exception des autorisations majeures des INB telles que la création et le démantèlement ;
- le contrôle des installations qu'elle effectue à travers les inspections réglementaires sur site, programmées ou inopinées notamment à l'occasion des réexamens périodiques, obligatoires pour la poursuite du fonctionnement de la centrale ;
- l'information du public sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France ;
- en cas de situation d'urgence, l'ASNR contrôle les opérations de mise en sûreté de l'installation prises par l'exploitant. Elle informe le public de la situation et assiste le gouvernement. En particulier, elle adresse aux autorités compétentes ses recommandations sur les mesures à prendre au titre de la sécurité civile.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base. Ils sont utilisés juste après l'hydraulique au fil de l'eau et les autres énergies renouvelables fatales, ainsi que l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. La faiblesse de la consommation intérieure et la hausse des productions renouvelables, partiellement compensées par un surcroît d'exportations, ont conduit en 2024 à davantage recourir aux capacités de flexibilité des réacteurs.

La forte saisonnalité de la consommation en France et la demande importante en hiver imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire essentiellement entre avril et octobre.

Le Conseil d'administration d'EDF a autorisé le 20 février 2025 la signature de la documentation contractuelle permettant de débuter la phase expérimentale du service d'irradiation convenu entre l'État, le CEA et EDF [2]. Cette phase, qui se prolongera autant que nécessaire, permettra à EDF d'étudier la faisabilité de ce service qui n'aura d'impact ni sur l'exploitation ni sur la finalité de la centrale, qui reste soumise au régime des installations nucléaires civiles. Ce service d'irradiation pourrait également être utilisable dans le secteur médical ou dans l'industrie aérospatiale.

Production 2024

La production nucléaire s'établit à 361,7 TWh à fin décembre 2024, en augmentation de 41,3 TWh par rapport à 2023 (320,4 TWh). Cette augmentation est due à l'amélioration de la performance des arrêts de tranche et à la maîtrise industrielle des contrôles et des chantiers de réparations liés au dossier de corrosion sous contrainte (CSC). Dans la continuité de 2023, le traitement de la CSC s'est poursuivi avec une dimension industrielle : l'amélioration des procédés de contrôle, la compétence des partenaires industriels ainsi que le retour d'expérience des travaux de réparation ont permis d'optimiser les plannings et de réduire la durée d'indisponibilité des réacteurs.

Performances techniques 2024

L'impact sur la production nucléaire de l'année 2024 du dossier de corrosion sous contrainte a diminué par rapport aux deux années précédentes, en grande partie grâce à l'industrialisation des chantiers sur les champs techniques et organisationnels.

Parmi les arrêts terminés à fin décembre 2024, 17 arrêts ont respecté ou amélioré leur durée prévisionnelle : 4 visites décennales, 5 visites partielles et 8 arrêts pour simple rechargement.

À noter la performance de Dampierre 4 sur sa dernière visite décennale, qui termine avec plus de 25 jours d'avance sur la durée programmée. La meilleure performance sur les visites partielles du palier 1 300 MW a été réalisée par Nogent 2 avec 25 jours d'avance sur le calendrier prévisionnel. Enfin, Cruas 1 a réalisé le meilleur arrêt pour simple rechargement avec un peu plus de 30 jours et en avance de 9 jours sur la durée initialement prévue et Civaux 2, l'ASR le plus court du palier N4 depuis quinze ans.

Lancé en 2021, le programme de transformation START 2025, centré sur la reconquête de la maîtrise industrielle des arrêts de tranche, continue de porter ses fruits : la durée moyenne de prolongation des arrêts de tranche diminue par rapport à 2023 : 17 arrêts sur 36 ont été recouplés avant la date cible en 2024, contre 7 sur 41 en 2023.

Toutefois, sur la campagne 2024, 2 réacteurs ont connu des dépassements sensiblement supérieurs à leur durée prévisionnelle (> 50 jours). La prolongation la plus notable concerne le site de Flamanville 1&2 qui disposait d'un programme industriel particulièrement important et a été impacté par des aléas techniques dimensionnants.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond un taux de production du parc nucléaire français. Il se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale (cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Il est encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd × Ku) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible [3] rapportée à l'énergie théorique maximale. Cette dernière notion correspond à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Le Kd est fonction de la durée des arrêts et est par conséquent impacté par les durées normatives et les programmes de travaux à réaliser ;

(1) L'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) au 1er janvier 2025 avec l'entrée en vigueur de la loi n° 2024-450 du 21 mai 2024 relative à l'organisation de la gouvernance de la sûreté nucléaire et de la radioprotection pour répondre au défi de la relance de la filière nucléaire.
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 18 mars 2024 « EDF répond à la demande de l'État d'étudier la réalisation d'un service d'irradiation en appui au CEA ».
(3) L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

- le coefficient d'utilisation (« Ku ») (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales, réglementaires et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 67, 2 % à fin décembre 2024, est de bon niveau. Il est la résultante d'un Kd de 74,1 % et d'un Ku de 90,6 %.

EPR de Flamanville 3

EDF assure pour son propre compte la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre du projet de réacteur EPR [1] de Flamanville 3 d'environ 1 600 MW.

Interfaces avec l'ASN et autorisations administratives

EDF a reçu l'autorisation d'exploiter, au titre du Code de l'énergie, le 30 août 2021 par arrêté délivré par le ministre de la Transition écologique.

À la suite de la demande de mise en service déposée par EDF, l'ASN a organisé une consultation publique de son projet de décision du 27 mars au 17 avril 2024.

Au terme de cette consultation, le collège des commissaires de l'ASN a publié sa décision de mise en service autorisant le chargement du combustible dans la cuve du réacteur [2].

En vue de délivrer l'autorisation de mise en service, l'ASN s'est prononcée définitivement sur la conformité du circuit secondaire principal et du circuit primaire principal dans le cadre de son procès-verbal d'attestation de conformité de l'ensemble chaudière nucléaire le 7 mai 2024.

Dans un courrier adressé le 26 mars 2024, l'ASN a rappelé à EDF ses attentes en matière de prévention et de lutte contre les contrefaçons, les falsifications et les fraudes dans les usines de fabrication d'équipements destinés aux centrales nucléaires. Ce courrier s'inscrit dans le cadre du plan d'action détaillé d'EDF qui constitue une première étape jugée appropriée [3]. Concernant Flamanville 3, dans le cadre d'une instruction d'une falsification dans l'usine d'un sous-traitant, EDF s'est engagée à remplacer les corps de deux soupapes de protection des circuits secondaires principaux avant le 4e arrêt de tranche programmé sous la double condition que le délai d'approvisionnement des matériels soit compatible avec un arrêt programmé et que l'anticipation de la préparation permette de bonnes conditions de réalisation de manière à garantir une totale maîtrise de cette opération complexe.

Avancement de la réalisation sur site

L'année 2024 a notamment été marquée par les réalisations suivantes :

- la fin de la phase de préparation au chargement du combustible dans la cuve, qui a permis de mettre en configuration les installations pour engager le chargement du combustible en toute sûreté (environ 6 000 activités réalisées) ;
- la fin des essais préalables au chargement de Flamanville 3 et le bilan des essais diffusé à l'ASN le 17 avril ;
- la réception de l'autorisation de mise en service par l'ASN le 7 mai, qui permet à l'EPR de Flamanville de devenir le 57e réacteur du parc nucléaire français ;
- le chargement du combustible du 8 mai : signature de l'évaluation du contrôle ultime avant le chargement suivie de l'installation, du 8 au 15 mai, des 241 assemblages combustibles dans la cuve du réacteur et fermeture de la cuve ;
- la divergence le 3 septembre : première réaction nucléaire stable à faible puissance, marquant le début de la montée en puissance du réacteur ;
- la poursuite des essais et montée en puissance de la turbine jusqu'à 1 500 tours/min fin octobre ;
- le 1er couplage au réseau le 21 décembre.

Fabrication et qualité des équipements - la cuve

Le dossier concernant des teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle a été instruit par l'ASN au 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome sous la surveillance d'EDF. Sur la base de l'avis d'un groupe d'experts mandaté par l'ASN, cette dernière considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident [4]. L'ASN a autorisé, le 9 octobre 2018, la mise en service du fond de cuve moyennant la mise en œuvre de contrôles en service, et la mise en service du couvercle de cuve en limitant à cette époque sa durée d'utilisation à fin 2024.

Framatome a émis, en décembre 2022, une demande de report de la date de remplacement du couvercle à l'issue du 1er cycle de fonctionnement.

En réponse à cette demande et à la suite de la consultation du public qui s'est déroulée du 11 au 31 mars 2023, l'ASN a publié le 16 mai 2023 une décision autorisant l'utilisation du couvercle actuel jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ».

La fabrication du nouveau couvercle est désormais achevée dans les usines de Framatome.

Retour d'expérience Taishan

EDF a analysé l'impact potentiel sur le démarrage de l'EPR de Flamanville 3 du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur n° 1 de la centrale de Taishan (voir la section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine ») [5]. Les inspections réalisées sur les assemblages combustibles concernés ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages.

Les assemblages combustibles potentiellement concernés en périphérie du cœur ont été remplacés par 64 nouveaux assemblages qui ont subi un traitement thermique permettant de limiter fortement le risque d'usure, avant le démarrage. L'IRSN a émis un avis favorable sans réserve sur le dossier remis par EDF. L'instruction de cette solution par l'ASN est finalisée et l'ensemble des assemblages combustibles renforcés ont été réceptionnés sur site.

Calendrier de mise en service et coût à terminaison

Dans son communiqué de presse du 16 décembre 2022 [6], EDF avait ajusté le calendrier et le coût à terminaison du projet. Le chargement du combustible était alors prévu au premier trimestre 2024.

Dans son communiqué de presse du 27 mars 2024 [7], EDF a indiqué que « grâce à la mobilisation des équipes pour réaliser les derniers essais et instructions techniques afin que l'installation soit pleinement opérationnelle et conforme au regard des meilleurs standards de sûreté, l'EPR de Flamanville 3 est techniquement prêt pour engager sa mise en service. » EDF a indiqué dans ce communiqué de presse qu'à la suite d'échanges approfondis avec EDF, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a décidé de lancer la consultation du public du 27 mars au 17 avril 2024 sur son projet de décision autorisant la mise en service du réacteur EPR de Flamanville 3. L'ASN a finalement délivré son autorisation de mise en service le 7 mai 2024.

Pour un détail des investissements relatifs à l'EPR de Flamanville 3, voir la section 6.1, note 10.3 « Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

(1) *European Pressurized Water Reactor*.
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 27 mars 2024 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville 3 ».
(3) www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/contrefacons-falsifications-et-suspicions-de-fraude-l-asn-rappelle-ses-exigences-a-edf
(4) Avis n° 2017-AV-0298 de l'ASN du 10 octobre 2017.
(5) Voir le communiqué de presse d'EDF du 12 janvier 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».
(6) Voir le communiqué de presse d'EDF du 16 décembre 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».
(7) Voir le communiqué de presse d'EDF du 27 mars 2024 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».

Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires

À l'occasion de la réalisation de contrôles programmés lors de la visite décennale du réacteur de Civaux 1 fin 2021, un phénomène de corrosion sous contrainte a été identifié sur des portions de tuyauteries des circuits auxiliaires au circuit primaire principal du réacteur. EDF a aussitôt engagé la réalisation de contrôles et d'expertises sur les 4 paliers de réacteurs, qui composent le parc nucléaire français (900 MW, 1 300 MW-P4, 1 300 MW-P'4 et N4).

Les examens réalisés en 2022 ont permis de définir une première caractérisation de la sensibilité à la CSC des 56 réacteurs du parc nucléaire : 40 réacteurs ont été identifiés comme peu ou pas sensibles au phénomène de CSC. Il s'agit des 32 réacteurs du palier 900 MW et des 8 réacteurs du palier 1 300 MW-P4. 16 réacteurs ont été identifiés comme sensibles ou fortement sensibles au phénomène de CSC, il s'agit des 12 réacteurs du palier 1 300 MW-P'4 et des 4 réacteurs du palier N4. Le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la CSC s'est terminé au 1er trimestre 2024.

À fin 2024, 87 % des soudures réparées lors du montage initial [1] ont été contrôlées, quelle que soit la sensibilité du réacteur. Les contrôles prévus ont été réalisés en totalité et ils ont confirmé le classement de sensibilité des réacteurs et le risque spécifique lié aux soudures réparées. Les contrôles réalisés sur celles-ci ont identifié quelques cas de suspicion de CSC qui ont entraîné une dizaine de chantiers de remplacement complémentaires en 2024.

En 2025, le programme de contrôles des réacteurs va se poursuivre avec un volume de contrôles proche de celui de 2024. Comme en 2024, ils pourraient impliquer le choix de réaliser quelques réparations complémentaires. Les contrôles seront réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance, aucun arrêt supplémentaire ou dédié n'est envisagé. Ainsi, fin 2025, le programme de contrôles des lignes auxiliaires aura été mené à son terme, conformément aux prévisions initiales, complété par des contrôles sur d'autres lignes (lignes d'expansion du pressuriseur, circuit primaire principal, lignes de petits diamètres).

EDF a transmis à l'ASN fin 2024 sa stratégie de suivi et de maintenance, sur laquelle une position ASN est attendue courant 2025.

Le risque associé au phénomène de CSC est décrit dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1B « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) ».

Lutte contre la fraude et les pratiques suspectes (CFS)

EDF continue d'apporter une attention particulière à la maîtrise de la qualité des fabrications et du montage des pièces sur les installations nucléaires, en exploitation ou en construction. La détection de faits susceptibles de relever de fraudes ou pratiques suspectes donne systématiquement lieu à des investigations et à la mise en œuvre d'actions visant à préserver les intérêts d'EDF.

Dans un contexte marqué par un accroissement des pratiques pouvant relever de CFS, EDF a engagé un plan d'action visant notamment à renforcer ses capacités de prévention, de détection et à impliquer l'ensemble de la filière nucléaire dans la lutte contre les CFS. Ce plan définissant des actions ciblées et graduées est détaillé dans un courrier d'EDF à l'ASN du 19 mars 2024. Ce plan d'action a été considéré comme approprié par l'ASN.

En 2025, la mise en œuvre de ces actions de renforcement se poursuivra tant sur le parc en exploitation que sur les centrales en construction.

1.4.1.1.2.2 Sûreté nucléaire, environnement, radioprotection

Les risques attachés à la sûreté nucléaire, l'environnement et la radioprotection sont décrits dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », risque 2C « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire ».

Une démarche de sûreté nucléaire constante

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire. Dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, interconnexion européenne…), EDF réaffirme la priorité absolue que représente la protection de la santé, de l'homme et de l'environnement notamment par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au titre de la sûreté nucléaire. La réalisation du programme électronucléaire français a conduit EDF à mettre en place une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques et inconvénients qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses ainsi que sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques grâce à la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé ;
- intègre et promeut une démarche de progrès continu. Elle se matérialise, notamment, par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe. L'objectif est d'anticiper la survenue de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction ;
- mise fortement sur le développement des compétences. Dans ce but, chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur utilisé pour former et s'entraîner à tout type de situation.

Cadre réglementaire

La transparence en matière nucléaire

Le Code de l'environnement comporte des dispositions spécifiques (articles L. 125-10 et suivants du Code de l'environnement) sur le droit à l'information dans le domaine nucléaire. Elles visent à garantir le droit du public à une information fiable et accessible. En particulier, l'exploitant d'une INB est tenu de déclarer, dans les meilleurs délais, à l'ASN et à l'autorité administrative compétente, les accidents ou incidents survenus du fait du fonctionnement de cette installation qui sont de nature à porter une atteinte significative aux intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du Code de l'environnement à savoir la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement.

De plus, il existe également des instances qui concourent à la transparence en matière nucléaire. Il s'agit notamment du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) ainsi que des commissions locales d'information (CLI) instituées auprès de tout site comprenant une ou plusieurs INB.

(1) Voir la note d'information d'EDF du 17 mars 2023 « Phénomène de corrosion sous contrainte ».

Le dispositif de contrôle

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Ainsi, EDF réalise tous les quatre ans, pour chaque centrale nucléaire [1], des évaluations globales d'excellence en commun avec les *peer reviews* de la WANO [2]. Elles se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 40 inspecteurs. L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé et rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF. Il mène des échanges avec les salariés du nucléaire. Les inspections qu'il mène permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la direction de l'entreprise des actions de progrès. Son rapport annuel est rendu public.

Les efforts déployés par EDF ont permis de réduire le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur. Leur nombre a été divisé par quatre en une vingtaine d'années. En 2024, ils se sont élevés à 21 sur l'ensemble du parc.

- **À l'échelon national**, le contrôle de la sûreté est assuré par l'ASN via :
  - > des inspections programmées ou inopinées menées par l'ASN : environ 450 par an sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF ;
  - > un processus de réexamen périodique (décennal) : il vise à vérifier la conformité de l'installation aux règles qui lui sont applicables. Il vise aussi à actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés (sécurité, santé et salubrité publiques, protection de la nature et de l'environnement). Pour ce faire, il tient compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

    À l'issue de la visite décennale, l'exploitant adresse à l'ASN un rapport de conclusions du réexamen périodique. Dans ce rapport, l'exploitant prend position sur la conformité de son installation, ainsi que sur les modifications réalisées visant à remédier aux écarts constatés ou à améliorer la sûreté de l'installation. L'ASN communique au ministre en charge de la sûreté nucléaire son analyse du rapport et prend position sur la poursuite du fonctionnement du réacteur pour les 10 ans suivant la visite décennale. Elle peut fixer à l'exploitant des prescriptions complémentaires [3]. Le réexamen périodique constitue une étape essentielle de la poursuite du fonctionnement des centrales.
- **À l'échelon international**, des inspections ont lieu régulièrement. Elles permettent la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde :
  - > les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA [4] sont effectuées à la demande de l'État français (une par an). Elles ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En 2024, l'OSART a été réalisée sur Nogent ;
  - > les visites internationales « revues de pairs » (*peer reviews*) menées par la WANO [5] sont organisées à la demande d'EDF. Elles portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales. En 2024, il y en a eu cinq.

Le dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les impacts sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne pour chaque site nucléaire élaboré par EDF ;
- du plan particulier d'intervention élaboré par les préfets, en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité, ces plans prennent notamment en compte des risques d'origine externe (inondation…) ou interne (incendie…). La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale sous la direction de l'ASN. Ils impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures.

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a enrichi son organisation de gestion de situation de crise. Elle a mis en place un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif appelé « Force d'action rapide nucléaire (FARN) » a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Il peut être déployé sur un réacteur de n'importe quel site en difficulté. La FARN permet des interventions en parallèle sur six réacteurs d'un même site.

Les évènements significatifs dans le domaine de la sûreté

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages. Elle fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements.

Les écarts présentant une importance particulière selon des critères précisés par l'ASN sont dénommés « évènements significatifs ». La détection par les exploitants nucléaires des évènements significatifs joue un rôle fondamental en matière de prévention des incidents ou des accidents. La réglementation demande à tous les exploitants nucléaires de déclarer à l'ASN les évènements significatifs pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du Code de l'environnement.

Chaque évènement est analysé par les équipes de la centrale pour déterminer son caractère significatif avec une vision indépendante de cette déclaration portée par la filière indépendante de sûreté du site.

Ceux concernant la sûreté sont nommés « ESS », « Événements significatifs pour la sûreté ». Ce processus de déclaration s'inscrit dans le cadre d'une démarche d'amélioration continue de la sûreté nucléaire et de transparence. Son objectif est notamment de permettre l'analyse de ces évènements. L'objectif est de faciliter l'évaluation ultérieure d'un incident ou d'un risque d'incident, et d'améliorer les pratiques d'un établissement et/ou d'un secteur d'activité en matière de prévention.

Tous les évènements significatifs doivent être déclarés à l'ASN par les exploitants nucléaires ou les transporteurs, au plus tard sous 48 heures ouvrées. Ils incluent une proposition de classement sur l'échelle INES [6] (échelle internationale à sept niveaux – de 1 à 7 suivant leur importance ; ceux qui n'ont aucune importance du point de vue de la sûreté nucléaire sont déclarés au niveau 0). L'ASN demeure responsable de la décision finale de classement. L'utilisation de l'échelle INES permet à l'ASN de sélectionner ceux qui ont une importance suffisante pour faire l'objet d'une communication de sa part.

(1) Il s'agit des CNPE, Centres nucléaires de production d'électricité.
(2) *World Association of Nuclear Operators*.
(3) Voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » le cadre réglementaire sur l'ASN.
(4) Agence internationale de l'énergie atomique.
(5) *World Association of Nuclear Operators*.
(6) *International Nuclear Event Scale*.

Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun évènement classé sur l'échelle INES de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires), ou au-delà, n'a eu lieu sur le parc nucléaire français. En 2024, EDF a déclaré, en France, 755 évènements significatifs pour la sûreté (ESS), par rapport aux 708 ESS de 2023. Aucun ESS de niveau 2 sur l'échelle INES (comme en 2023) n'a été déclaré.

Par ailleurs, la politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires. Après une formation initiale de plusieurs mois, allant jusqu'à 24 mois pour les postes clefs (ingénieur sûreté, opérateur…), chaque salarié doit suivre des recyclages obligatoires. Leur fréquence est annuelle, bisannuelle ou trisannuelle, en fonction des métiers et des domaines.

Les résultats 2024 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire et sont disponibles sur Internet [1].

Le respect de l'environnement

La démarche environnementale d'EDF a été initiée en 2002 sur quelques sites. Elle a ensuite été étendue à l'ensemble des unités de production nucléaire. Elle s'appuie sur un système de management environnemental certifié ISO 14001 (SME). Voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement ». Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ».

La radioprotection

La mobilisation des différents acteurs permet de poursuivre la dynamique d'amélioration dans le domaine de la radioprotection et de la dosimétrie (formations et entraînements des salariés et du management, renforcement de la surveillance de la propreté des installations, améliorations des matériels à disposition des intervenants, optimisation de l'installation d'écrans de plomb, standardisation des méthodes de travail et des matériels entre sites nucléaires, renforcement de la supervision…).

Ainsi, sur la décennie écoulée, la dose collective annuelle moyenne s'établit à 0,69 Homme.Sievert [2] par réacteur, en baisse de 1 % par rapport à la décennie précédente, alors que le volume moyen d'heures travaillées a augmenté de 35 % entre deux décennies. En 2024, elle est de 0,75 Homme.Sievert par réacteur. La dose individuelle annuelle moyenne (salariés d'EDF et partenaires industriels) reste inférieure à 1 mSv en 2024 (0,99 mSv). Elle se situe bien en dessous de la limite réglementaire fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier.

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective en continuant à diminuer les expositions aux rayonnements par des programmes pluriannuels d'assainissement des installations et par des tests de nouvelles technologies visant à réduire le terme source.

Cadre réglementaire

La réglementation en matière de radioprotection

En France, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger.

La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le Code de la santé publique, réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration, d'enregistrement ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation au titre du Code de la santé publique. L'article R. 1333-11 du Code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le Code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés.

1.4.1.1.2.3 Les enjeux du nucléaire

A – Les étapes et enjeux liés au cycle du combustible nucléaire

Les risques associés au cycle du combustible sont décrits au chapitre 2 – Risque 2B « Maîtrise du cycle du combustible ».

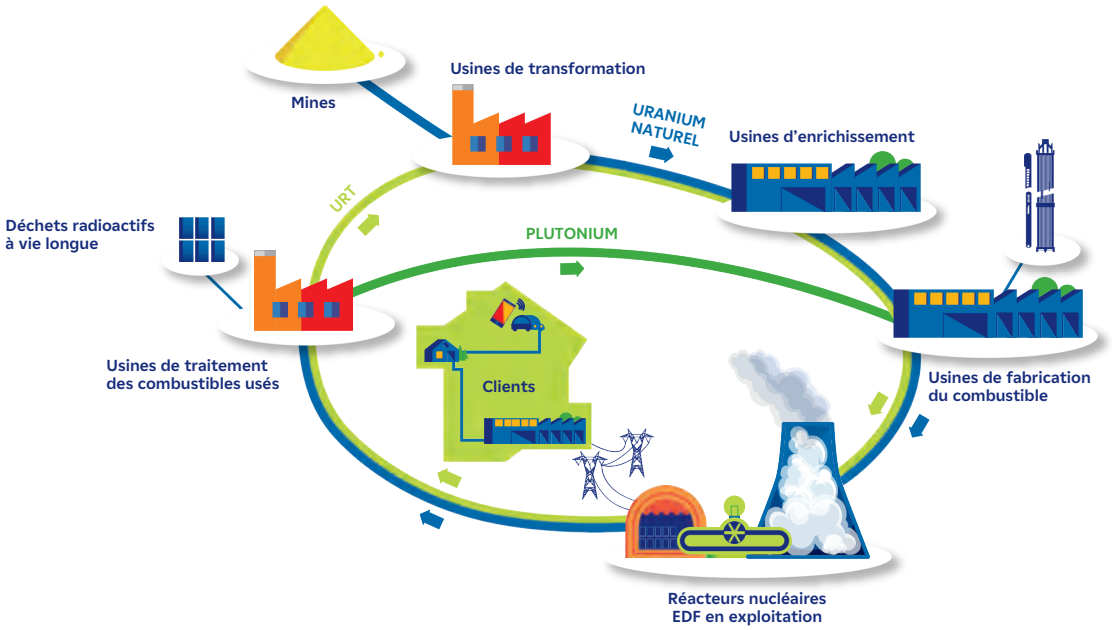
Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement.

EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle qui se décompose en trois étapes :

- **l'amont du cycle** comprend l'achat par EDF de concentrés issus du minerai d'uranium. Les transformations en produits plus élaborés, à savoir la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication des assemblages de combustible sont confiées aux industriels du cycle au travers de contrats de service pluriannuels ;
- **le cœur du cycle** correspond à son utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement. Le combustible séjourne entre quatre et cinq ans dans le réacteur. EDF assure ces opérations ;
- **l'aval du cycle** pour le parc de réacteurs en France comprend l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage.

EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

(1) Par exemple pour le rapport 2024 : igsnr.com/wp-content/uploads/2025/02/Rapport-IGSNR-2024.pdf
(2) Somme des doses absorbées par l'organisme entier du fait de l'exposition à des rayonnements provenant de la radioactivité pour l'ensemble des activités et l'ensemble des intervenants.



L'amont du cycle

EDF assure la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni. Il conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, à travers un portefeuille de contrats et par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin). Orano constitue un fournisseur important de cette étape du cycle.

L'approvisionnement en uranium naturel

Les approvisionnements en uranium d'EDF sont assurés à long terme par des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs. Leur durée peut atteindre 20 ans. Les formules d'indexation des contrats d'approvisionnement comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché). Elles sont généralement limitées par des prix planchers et plafonds qui atténuent les effets des variations des prix de marché sur les coûts d'approvisionnement. Le cas échéant, le Groupe met en place une stratégie de couverture du risque de change et de l'inflation américaine.

EDF est attentive à la mise en œuvre de bonnes pratiques en matière d'extraction minière. Depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mines sur la base d'une méthode élaborée avec la WNA [1]. Voir la section 3.3.3.4.3 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles ».

La fluoration (ou conversion)

Les besoins d'EDF sont assurés par Orano en France, ainsi que par d'autres producteurs mondiaux tels que CamECO au Canada et Converdyn aux États-Unis.

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

EDF couvre ses besoins en services d'enrichissement auprès des grands enrichisseurs mondiaux : Orano (France), Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) sur la base de contrats à prix majoritairement fixes.

La filière uranium de retraitement enrichi

Cette filière, constituée dès les années 1990, permet de recycler dans les réacteurs de l'uranium issu du traitement du combustible usé. Ce dernier constitue environ 95 % de la masse du combustible usé. La filière avait été suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. En 2018, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé la relance d'une filière robuste, compétitive et performante.

Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs concernés en 2018. Le premier chargement d'assemblages est intervenu fin 2023, confirmant ainsi que les conditions industrielles, réglementaires et économiques sont remplies.

L'exploitation au-delà de 40 ans du palier 1 300 MWe s'accompagnera des modifications industrielles permettant de charger du combustible à base d'uranium de retraitement enrichi dans les réacteurs 1 300 MWe pour assurer, dans la durée, le recyclage de l'uranium issu du retraitement.

La fabrication des assemblages de combustible

EDF se fournit en assemblages de combustible soit en interne, au travers de sa filiale Framatome, soit en externe. Le fournisseur externe est Westinghouse.

L'alimentation en combustible des deux réacteurs d'EDF à Hinkley Point C (Royaume-Uni)

EDF a signé avec Orano et Framatome, en septembre 2016, des contrats de fourniture d'uranium, de services de conversion et d'enrichissement ainsi que de fabrication d'assemblages en vue de l'alimentation en combustible des réacteurs d'Hinkley Point C.

L'aval du cycle

Les risques associés à l'aval du cycle sont décrits dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », risques 2A « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés » et 2B « Maîtrise du cycle du combustible ».

Cadre réglementaire

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets issus de ce traitement sans transfert possible ni limitation dans le temps en sa qualité de producteur desdits déchets.

Orano est chargé du traitement des combustibles usés.

L'ANDRA [2] est chargée des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets radioactifs ultimes, conformément aux dispositions de l'article L. 542-12 du Code de l'environnement.

La gestion des déchets, qu'ils soient radioactifs ou non, est encadrée par les articles L. 541.1 et suivants du Code de l'environnement.

(1) *World Nuclear Association.*
(2) ANDRA : Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs.

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et la Direction générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023, conduit par un cabinet d'audit externe. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et devrait se conclure sur le premier trimestre 2025. À ce stade d'avancement, il n'est pas anticipé d'impacts significatifs sur les provisions pour gestion des combustibles usés au titre de cet audit.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage des matières valorisables : le plutonium sous forme de combustible MOX et l'uranium issu du retraitement (voir « L'amont du cycle »).

Les quantités traitées s'élèvent à environ 1 100 tonnes de combustibles usés par an. Elles sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

Le parcours des combustibles usés

EDF et Orano : une collaboration encadrée

Les relations entre EDF et Orano portent sur le transport, le traitement des combustibles usés et leur recyclage. Les deux entreprises ont signé :

- en décembre 2008 : un accord-cadre pour la période 2008-2040 ;
- en octobre 2024 : un contrat d'application pour la période 2024-2026 et les contrats de fourniture d'assemblages MOX associés.

Capacités d'entreposage des combustibles usés

Présidé par le Président de la République, le Conseil de politique nucléaire (CPN) du 26 février 2024 a confirmé la politique française sur l'aval du cycle du combustible nucléaire avec la poursuite du traitement-recyclage des combustibles usés, dans un objectif de fermeture du cycle. Ces orientations s'inscrivent dans la droite ligne du discours du Président de la République à Belfort le 10 février 2022 concernant la poursuite d'exploitation du parc actuel et la construction de nouveaux réacteurs.

EDF et Orano ont proposé un schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague. Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, il prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage, qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement. Le schéma a été présenté à l'ASN le 24 septembre 2024.

Par ailleurs, la perspective de la poursuite de l'exploitation du parc nucléaire actuel au-delà de 50 ans, si les conditions de sûreté sont réunies, conformément au discours du Président de la République à Belfort, repousse l'horizon du risque de saturation des entreposages de combustibles usés exploités par Orano à La Hague à 2040, voire au-delà.

La date de mise en service prévisionnelle des nouvelles capacités d'entreposage est compatible avec les besoins identifiés dans une perspective de poursuite d'exploitation du parc nucléaire.

Enfin, le projet de densification des piscines d'entreposage des installations actuelles d'Orano à La Hague, dont la mise en service est prévue dès la mi-2025, est une parade efficace au regard du risque de saturation en cas de dysfonctionnement sur les usines du cycle.

Par ailleurs, toujours de manière complémentaire, Orano étudie la possibilité d'entreposer de façon temporaire du combustible usé à sec. Les scénarios d'entreposage à sec et de densification font l'objet de provisions dédiées.

Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories de déchets : HA (haute activité), MA (moyenne activité), FA (faible activité) et TFA (très faible activité). Ils sont dits « à vie longue » lorsque leur période radioactive dépasse 31 ans.

Déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HA. Ce processus assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. Le volume des déchets est calculé sur la base d'un inventaire de référence correspondant à l'exploitation des anciennes centrales et à 50 années d'exploitation du parc REP actuel (dont Flamanville 3). L'ensemble des déchets HA ainsi conditionnés représente un volume d'environ 9 300 mètres cubes (la consommation électrique d'un million de personnes pendant un an génère environ 3 mètres cubes de déchets HA).

Les déchets MAVL englobent :

- les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé. Elles sont aujourd'hui compactées et conditionnées dans des conteneurs en acier inoxydable ;
- des déchets issus de certaines opérations d'exploitation, de maintenance et du démantèlement.

Le volume total des déchets MAVL représente environ 37 000 mètres cubes. Il inclut notamment les déchets issus de l'exploitation et du démantèlement des installations arrêtées, dont les réacteurs UNGG et ceux issus du parc REP actuel (dont Flamanville 3). Le calcul prend en compte 50 années de durée de fonctionnement des centrales REP et les opérations de démantèlement.

Comparativement aux déchets HA, ils dégagent moins de chaleur et se prêtent donc plus rapidement à une mise en stockage.

- **Cigéo : le projet du Centre industriel de stockage géologique**

Présentation générale

Le projet Cigéo est le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs de types MAVL et HA produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises jusqu'à leur démantèlement, dont ceux du traitement des combustibles usés utilisés. Ce projet est conduit par l'ANDRA. Il est prévu que ce centre soit implanté dans l'est de la France, à la limite de la Meuse et la Haute-Marne.

Après quinze ans de recherche, des évaluations et un débat public, le principe du stockage profond a été retenu, par la loi modifiée n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, comme solution sûre à long terme pour gérer ce type de déchets sans en reporter la charge sur les générations futures. Cigéo sera composé d'installations de surface, notamment pour accueillir et préparer les colis de déchets et pour réaliser les travaux de creusement et de construction des ouvrages souterrains. Les déchets seront stockés dans des installations souterraines, à environ 500 mètres de profondeur, dans une couche de roche argileuse imperméable choisie pour ses propriétés de confinement sur de très longues échelles de temps (plusieurs centaines de milliers d'années). Cigéo est prévu pour être exploité pendant au moins 100 ans, tout en étant flexible afin de laisser aux générations futures la possibilité d'adaptations.

Dans l'attente du stockage en couche géologique profonde, les déchets HA et MAVL issus du retraitement du combustible usé sont entreposés sur le site d'Orano à La Hague dans des installations spécifiques dédiées.

Principales étapes

Le planning de référence de l'ANDRA prévoit d'abord une phase industrielle pilote et prend en compte une livraison des premiers déchets entre 2035 et 2040.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a estimé que le projet avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'option de sûreté (DOS). Une revue de conception détaillée a été organisée à la demande de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) par un groupe d'experts indépendants. Elle a rendu, fin 2020, un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA.

L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021. Elle a abouti à un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Les conclusions de la commission notaient que cette enquête publique avait « amené de nombreuses contributions du public, la plupart fort argumentées, la majorité en faveur du projet », et que Cigéo était « opportun, pertinent, et robuste ».

En amont de l'enquête, la contre-expertise de l'Évaluation socio-économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) avait donné lieu à un avis favorable « tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport ». Elle a souligné que « le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires ».

L'Autorité environnementale, de son côté, avait souligné, dans son avis du 13 janvier 2021 le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Elle avait aussi émis une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique.

Le décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique Cigéo et a porté la mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute-Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse). Par ailleurs, le décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet Cigéo parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R. 102-3 du Code de l'urbanisme.

La remise du dossier de demande d'autorisation de création (DAC) a été effectuée le 17 janvier 2023 par voie officielle.

À la suite de ce dépôt, le 22 juin 2023, l'ASN a considéré que le dossier de demande d'autorisation de création de Cigéo était recevable. La demande d'autorisation de création a également fait l'objet d'un avis de l'Autorité environnementale en date du 27 juin 2024. Cette étape a permis de lancer le travail d'instruction technique du dossier, cadencée par trois réunions du groupe permanent (GP) : le GP1 (groupe permanent 1) s'est tenu en avril, le GP2 s'est tenu en décembre 2024 et le GP3 est prévu mi-2025, pour un avis ASNR prévu en novembre 2025.

L'autorisation de création est visée pour fin 2027.

Cas particulier du traitement des déchets bitumineux

L'ASN a demandé dans le cadre de l'instruction du dossier d'option de sûreté (DOS) que, pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, la DGEC a mandaté un groupe d'experts pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes. Il a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation). Toutefois, il souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est en cours sur ce sujet.

Fiscalité de Cigéo

Concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 a opéré une modification de la taxation des Installations nucléaires de base (INB) telle que fixée par l'article 43 de la loi de finances pour 2000. En particulier, il prévoit une modification du mode de calcul de la taxe de stockage des déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue. Les dispositions d'application de ces principes et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

Chiffrage de Cigéo

Le chiffrage de référence actuel de Cigéo est précisé par l'arrêté du 15 janvier 2016.

L'Andra doit remettre en avril 2025 à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), à l'ASNR et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier sera suivi d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo à l'horizon de septembre 2025. Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016.

- **ICEDA : l'installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés**

ICEDA, implantée sur le site du Bugey, est l'installation dédiée au conditionnement et à l'entreposage des déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion du combustible) et de la déconstruction des centrales. L'installation a été mise en service en 2020 et a conditionné ses premiers déchets en 2021.

Depuis 2021, ICEDA a conditionné l'ensemble des déchets activés de démantèlement de Chooz A et les premiers déchets d'exploitation de Fessenheim portant la production totale à 39 colis de déchets MAVL.

En 2023, l'ASN a autorisé la poursuite du conditionnement à ICEDA sans date limite.

En 2024, l'ASN a autorisé la modification des caractéristiques réglementaires des déchets autorisés à entrer dans l'installation pour y être conditionnés. Cette modification permet à ICEDA d'être autorisée à conditionner 100 % des déchets pour lesquels l'installation a été conçue. L'autorisation de conditionnement prenant en compte ces nouvelles limites est attendue pour début 2025.

Enfin, à la suite de l'arrêt définitif des 2 tranches de la centrale de Fessenheim, EDF a déposé une demande de modification du décret d'autorisation de création d'ICEDA afin de permettre à ICEDA de conditionner les déchets de démantèlement de Fessenheim. Le décret modifié est attendu en 2025.

Déchets de faible activité à vie longue (FAVL)

Les déchets FAVL proviennent de la déconstruction des réacteurs UNGG (blocs de graphite constitutifs du cœur de ces réacteurs ou de leurs assemblages combustibles). En juillet 2015, l'ANDRA a transmis pour avis à l'ASN un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage dans la région de Soulaines dans l'Aube. Les travaux se poursuivent, dans le cadre du PNGMDR [1], pour identifier les déchets pouvant y être accueillis.

Conformément à l'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi qu'au 5e PNGMDR [2], l'ANDRA a transmis en mars 2024 un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines. Ce dossier est en cours d'instruction par l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection.

(1) Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.
(2) Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au *Journal officiel* du 10 décembre 2022.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets ont permis de démontrer des gains significatifs qui permettent d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA) sans attendre la mise en service d'un centre de stockage spécifique.

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2045, est donc un stockage au CSA. Pour ce graphite, l'hypothèse de la construction d'un entreposage temporaire sur Chinon, associé à un stockage dans un centre spécifique FAVL, a été prise en compte.

Concernant les autres réacteurs, les provisions couvrent un stockage direct du graphite dans un stockage FAVL.

Déchets de faible et moyenne activité à vie courte et de très faible activité (FMA-VC et TFA)

Les déchets FMA et TFA proviennent de :

- l'exploitation des installations nucléaires : gants, filtres, résines, etc. ;
- la déconstruction de ces installations : béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.

Ils sont stockés en surface dans les centres de stockage de Soulaines et Morvilliers (Aube) exploités par l'ANDRA. Afin de réduire les volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centraco de Cyclife France.

À la suite du débat public sur le PNGMDR réalisé en 2019 et en cohérence avec la décision commune du ministère de la Transition écologique et de l'ASN, maîtres d'ouvrage du PNGMDR, les textes réglementaires permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France ont été publiés le 14 février 2022. Cette évolution réglementaire, permet de mettre en œuvre une solution industrielle de valorisation de ces métaux. C'est l'objet du projet Technocentre, développé par EDF, installation dédiée à la valorisation des métaux très faiblement actifs prévue d'être implantée sur le site de Fessenheim.

EDF a saisi la Commission nationale du débat public (CNDP) sur le projet Technocentre début 2024. Le débat public, organisé par la CNDP et porté par EDF s'est ouvert le 10 octobre 2024 pour durer jusqu'au 7 février 2025.

La création et le développement du groupe Cyclife : filiale dédiée au démantèlement et à la gestion des déchets radioactifs

En 2016, après le rachat des actifs anglais et suédois de la société de traitement de déchets de Studsvik, EDF a créé la holding « Cyclife ». L'objectif du groupe Cyclife ainsi constitué de Cyclife UK, Cyclife Sweden et Cyclife France (ex-filiale SOCODEI) est d'asseoir le développement des activités du Groupe, en interne et en externe, en matière de traitement des déchets et de démantèlement, avec deux ambitions :

- profiter des perspectives offertes par le marché du démantèlement en Europe et au Japon, en valorisant le savoir-faire et les actifs développés pour les chantiers en France ;
- maîtriser et optimiser dans la durée les opérations critiques et les technologies clés pour sécuriser les opérations futures de démantèlement du groupe EDF.

En 2018, Cyclife SAS a acquis 84,6 % de Cyclife Digital Solutions spécialisée dans les outils et simulation numérique au service du démantèlement et de la gestion des déchets.

En 2019, les filiales Cyclife Engineering et Graphitech [1] ont été créées pour développer des solutions pour le démantèlement des réacteurs à eau légère et la conception d'installations de traitement de déchets (Cyclife Engineering), ainsi que pour le démantèlement des réacteurs graphite (Graphitech).

Cyclife Germany a été créée en décembre 2021 pour assurer une présence directe sur un des plus importants marchés d'Europe, afin de renforcer le positionnement de Cyclife sur le traitement des déchets et faciliter son développement dans le domaine du démantèlement.

Le 22 décembre 2021, le contrat d'acquisition par Cyclife SAS de la société d'ingénierie Aquila Nuclear Limited au Royaume-Uni a été signé. Cette nouvelle acquisition permet de renforcer la position de Cyclife au Royaume-Uni sur le secteur de l'ingénierie nucléaire et est complémentaire de la mise en place d'une *business unit* « déconstruction » dans la filiale déjà présente sur ce marché, Cyclife UK.

En février 2022, EDF a créé une nouvelle filiale dans le domaine du traitement des déchets nucléaires. Codétenue à 50 % par Cyclife SAS et Veolia Nuclear Solutions, Waste2Glass a pour objectif de développer de nouvelles filières de traitement de déchets nucléaires par vitrification basée sur les procédés Geomelt et MVS détenus par le groupe Veolia en conduisant des études de faisabilité technico-économique pour des filières de déchets nucléaires identifiées.

Le 31 mars 2022, Cyclife SAS a poursuivi son développement par l'acquisition de la société française Quadrica spécialisée dans le développement d'outils numériques. En janvier 2024, les deux sociétés Cyclife Digital Solutions et Quadrica ont fusionné pour une meilleure visibilité et la poursuite du développement sur les solutions digitales.

Début janvier 2024, la société Cyclife Japan est créée pour renforcer l'empreinte locale du Groupe dans ce pays, des premiers partenariats ont en effet déjà permis de travailler sur l'intérêt des solutions proposées par Cyclife pour répondre aux besoins des exploitants nucléaires japonais.

En juin 2024, Cyclife Gmbh a acquis 100 % des parts de la société BalckeDürr Nuklear Service renommée depuis Cyclife GmbH, spécialisée dans les opérations de démantèlement et d'assainissement et les services de tri/conditionnement/libération de déchets, avec des chantiers en Allemagne et en Suède notamment.

Le Groupe poursuit donc sa croissance (plus de 1 200 collaborateurs fin 2024), implanté dans 5 pays (France, Allemagne, Royaume-Uni, Suède et Japon), Cyclife est capable de proposer une offre démantèlement/déchets complète et intégrée.

La R&D

EDF mène des activités de R&D en propre, et avec un réseau de partenaires (exploitants nucléaires, industriels, TPE/PME, acteurs institutionnels et académiques). Ces travaux portent sur la gestion des déchets radioactifs et la déconstruction. Acteur majeur reconnu sur ces domaines, EDF est active dans quatre différents projets européens avec l'objectif de :

- améliorer la performance des projets de gestion des déchets et de démantèlement ;
- développer son expertise ;
- contribuer au développement et à la mise en œuvre des meilleures pratiques internationales.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France et la gestion des déchets radioactifs [2].

B – Les enjeux liés à la préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

Les dispositions du Code de l'environnement ne fixent pas de durée limite d'exploitation. Toutefois, elles imposent, tous les dix ans, d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés. Il convient de tenir compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

(1) Société codétenue par EDF et Veolia.
(2) Voir la section 6.1, note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc significativement après 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu de l'investissement important réalisé lors des quatrièmes visites décennales, ainsi qu'au titre des améliorations post-Fukushima, et des besoins énergétiques de la France. Le Président de la République a par ailleurs annoncé, lors de son discours du 10 février 2022 à Belfort, vouloir *« prolonger tous les réacteurs qui peuvent l'être »* et *« qu'aucun réacteur nucléaire en état de produire ne soit fermé à l'avenir (...), sauf raison de sûreté »*. Il a précisé avoir demandé à EDF d'*« étudier les conditions de prolongation au-delà de cinquante ans »*, ouvrant la voie à une poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires au-delà de 50 ans.

L'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur trois horizons de temps : jusqu'à 50 ans, de 50 à 60 ans et au-delà de 60 ans

Jusqu'à 50 ans

EDF réalise les 4e réexamens périodiques des réacteurs des paliers 900 et 1 300 MW comportant des modifications de grande ampleur des installations et apportant des améliorations majeures en termes de sûreté, permettant de justifier l'aptitude de ces réacteurs à fonctionner 10 années supplémentaires. Le passage des 30 ans du palier 1 450 MW est calé sur les mêmes objectifs d'améliorations que les 40 ans pour les deux autres paliers.

Palier 900 MWe

Au premier semestre 2016, toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement des centrales 900 MWe du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe étaient réunies. Le Conseil d'administration d'EDF a donc approuvé le 28 juillet 2016 l'allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MWe en France (hors Fessenheim) à partir du 1er janvier 2016, sans préjuger de la position de l'ASN sur les dispositions proposées par EDF pour chacune des tranches nucléaires concernées.

Le 23 février 2021, l'ASN a statué sur les conditions de la poursuite de l'exploitation des réacteurs 900 MW au-delà de leur quatrième réexamen périodique et fixé les prescriptions associées. L'ASN *« considère que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique »*.

Le 10 août 2023, l'ASN a pris position sur la poursuite de l'exploitation de Tricastin 1 au-delà de 40 ans (jusqu'à la VD5 prévue en 2029), au vu des conclusions de son 4e réexamen périodique.

Par ailleurs, à la suite d'une demande d'EDF de report des échéances de certaines des prescriptions définies dans la décision précitée du 23 février 2021, l'ASN a pris une nouvelle décision le 19 décembre 2023 modifiant certaines prescriptions.

Le déploiement des modifications de la première phase des travaux lors des VD4 se poursuit grâce aux enseignements tirés des premières VD4 (à fin 2024, elles sont soldées sur 21 réacteurs et en cours sur un autre). Les modifications de la deuxième phase de travaux ont été soldées avec succès sur le réacteur tête de série de Tricastin 1, lors de sa visite partielle en 2023. Les résultats sur ces VD4 sont satisfaisants. Ils montrent une bonne capacité d'industrialisation des opérations ainsi que l'implication des partenaires industriels pour la réussite de ce projet.

Palier 1 300 MWe

Le processus d'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MWe engagé en 2021 se poursuit avec l'ASN.

L'instruction de la phase générique se conclura par la prise de décision de l'ASNR à l'été 2025. Cette décision encadrera, à travers des prescriptions techniques, les dispositions à mettre en œuvre au regard des objectifs de 4e réexamen périodique du palier 1 300 MWe. Ces dispositions génériques seront complétées de dispositions spécifiques à chaque réacteur après la remise au ministère en charge de la sûreté nucléaire et à l'ASNR du rapport de conclusions du réexamen de chaque réacteur.

Le processus de consultation du public a été engagé par l'ASN en octobre 2024. EDF prépare la première réalisation tête de série (TTS) prévue sur le réacteur n° 1 de Paluel en 2026.

Les premiers travaux préparatoires ont été engagés en juillet 2024.

Une concertation publique, organisée par le Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, a eu lieu au premier semestre 2024 pour la phase générique du réexamen périodique des réacteurs du palier 1 300 MWe.

Par ailleurs, le Conseil d'administration a approuvé le 28 juillet 2021 l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe. Cette estimation comptable ne préjuge pas des positions de l'Autorité de sûreté nucléaire concernant la poursuite d'exploitation qui seront données réacteur par réacteur après chaque visite décennale, comme prévu par la loi.

Palier 1 450 MWe

L'instruction du 3e réexamen périodique du palier 1 450 MWe a été initiée avec l'ASN avec une tête de série (TTS) prévue en 2029. La durée d'amortissement du palier 1 450 MW est, à ce stade, maintenue à 40 ans. Son allongement ultérieur reste un objectif industriel du Groupe.

De 50 à 60 ans

Le 13 juin 2023, l'ASN a rendu un avis sur les perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs électronucléaires d'EDF jusqu'à leurs 60 ans.

Les études du 5e réexamen périodique du palier 900 MWe ont été lancées fin 2022 avec une TTS prévue en 2029. Ces études intègrent l'enjeu majeur de l'adaptation au changement climatique et une vérification approfondie de la conformité des installations et des impacts potentiels liés au vieillissement.

À l'issue de la consultation lancée fin octobre 2024 auprès du public, l'ASN a pris position le 10 décembre 2024 sur les orientations générales retenues par EDF pour ce 5e réexamen périodique, qu'elle considère pertinentes et cohérentes avec l'état actuel des connaissances. Ce cinquième réexamen périodique doit permettre de consolider les améliorations importantes en matière de sûreté apportées aux réacteurs lors de leur 4e réexamen périodique et de renforcer la prise en compte des effets du changement climatique.

À l'issue de l'instruction qu'elle poursuit, l'ASNR prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MWe pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5e réexamen.

Au-delà de 60 ans

Une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASNR qui prendra position fin 2026 après une phase d'expertise et d'instruction respectivement en 2025 et 2026.

Le travail est orienté sur les enjeux de vieillissement. Il couvre aussi l'identification des besoins de R&D et de développement scientifiques et méthodologiques. Il est également nourri d'échanges internationaux intenses avec d'autres exploitants nucléaires ainsi qu'avec les centres d'expertises qui font référence.

Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage »

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand Carénage ». Il est destiné à assurer les opérations de rénovation de gros matériels, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement au-delà de 40 ans. Il intègre les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima.

Ce programme industriel est déployé progressivement, dans le respect :

- des objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ;
- des Programmations pluriannuelles de l'énergie ;
- des avis et prescriptions de l'ASN ;

- des procédures spécifiques liées au fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a pris acte de l'achèvement, au 31 décembre 2021, de la première phase du programme Grand Carénage et a approuvé le principe de poursuivre le Programme, avec une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD 4 900 MW et 1 300 MW, et le lancement de la phase Études de la VD 5 900 MW.

Coût du programme

Les investissements sur la période 2022 à 2028, phase 2 du Grand Carénage, ont été réestimés fin 2024, à 36,1 milliards en euros courants, soit 32,0 milliards d'euros$_{2021}$. En 2024, le montant total des investissements s'élève à 5,2 milliards d'euros. Ces montants incluent le coût des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte estimés à 1,3 milliard d'euros courants (1,2 milliard d'euros$_{2021}$) sur la période 2022-2025.

Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2028. Les dépenses d'investissement resteront élevées au-delà de cette date.

C - Les enjeux liés au démantèlement des centrales

En sa qualité d'exploitant, EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique du démantèlement de ses centrales et de ses autres installations nucléaires [1]. EDF assure ainsi la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie de ses moyens de production nucléaire.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable au démantèlement des installations nucléaires

Le démantèlement d'une INB est prescrit par décret, pris après avis de l'ASNR et après accomplissement d'une enquête publique. Le décret fixe les caractéristiques du démantèlement, son délai de réalisation et, le cas échéant, les opérations à la charge de l'exploitant après le démantèlement.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est un démantèlement sans période intentionnelle d'attente pour décroissance radioactive, en cohérence avec la réglementation française qui impose un démantèlement « dans un délai aussi court que possible » après la mise à l'arrêt définitif et ce, dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés par les dispositions légales et réglementaires en vigueur.

Le processus réglementaire du démantèlement se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée et présentant les opérations préparatoires au démantèlement prévues ;
- une demande de démantèlement, déposée dans les deux ans après la déclaration d'arrêt définitif, conduisant, après instruction par les autorités et une enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement de l'installation ;
- des points d'étape clés avec l'ASNR, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- enfin, une fois les opérations terminées et l'état final visé atteint, le « déclassement » de l'installation la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

À date, 11 réacteurs sont à l'arrêt définitif, de quatre technologies différentes :

- trois réacteurs à eau pressurisée (REP) : un à Chooz A et deux sur le site de Fessenheim ;
- le réacteur à eau lourde (REL) de Brennilis ;
- le réacteur à neutrons rapides (RNR) de Superphenix ;
- les six réacteurs de la filière uranium naturel – graphite gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon.

Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Dans le cadre de son rôle d'exploitant responsable, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

EDF retient une durée d'environ quinze ans pour le démantèlement des REP.

La déconstruction des 9 réacteurs d'EDF historiquement mis à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ 1,5 million de tonnes de déchets primaires. 80 % des déchets sont non radioactifs, aucun n'est à haute activité. Les 20 % restants correspondent à des déchets de très faible à moyenne activité. 8 % de ces déchets sont à vie longue.

La déconstruction des deux réacteurs de Fessenheim produira 380 000 tonnes de déchets. 95 % de ces déchets sont non radioactifs.

Les filières existantes pour la prise en charge des déchets à vie courte TFA et FMA ont été complétées par l'installation ICEDA pour le conditionnement et l'entreposage des déchets activés d'exploitation et de déconstruction de moyenne activité à vie longue (MAVL) [2].

Le dispositif de la prise en charge des déchets issus de la déconstruction reste à compléter par la mise en place du centre de stockage des déchets FAVL. Voir la section 1.4.1.1.2.3-A « Les étapes et les enjeux liés au cycle du combustible nucléaire » le paragraphe consacré aux déchets FAVL. Par ailleurs, dans le cadre des opérations de démantèlement des centrales UNGG, il est prévu la construction d'un entreposage pour les chemises [3] FAVL des silos de Saint-Laurent dans l'attente de la disponibilité d'un exutoire définitif (pour rappel, première sortie du graphite réacteur Chinon A2 à l'horizon 2045).

Chooz A

Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 57 tranches en exploitation. Il a été mis en service en 1967 et a fonctionné jusqu'en 1991. La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse à flanc de colline, crée des conditions d'accès, d'entrée et sortie des matériels et de gestion des effluents plus complexes que celles du reste du parc REP existant.

Jusqu'en 2022, le chantier de démantèlement sous eau de la cuve de Chooz A et de ses structures internes (démarré en 2017) a fait face à des difficultés. La crise sanitaire a fortement impacté le chantier, notamment du fait de l'arrêt de la filtration pendant le confinement de 2020, conduisant à la formation de matière organique et en conséquence une turbidité élevée de l'eau. Par ailleurs, les nombreuses indisponibilités du pont de manutention, qui sera nécessaire pour lever la cuve et la sortir de son puits de béton, ont conduit à décider d'une rénovation complète de ce pont, traitant les problèmes d'obsolescence et garantissant une requalification compatible avec la masse de la cuve du réacteur.

Le chantier a progressé significativement en 2023 et 2024 :

- vidange de la piscine après découpe des structures internes de la cuve ;
- découpe des tubulures des tuyauteries primaires, préalable à la levée de la cuve ;
- rénovation du pont de manutention de la caverne réacteur.

À date, la fin du chantier de démantèlement de la cuve est prévue en 2027.

Par ailleurs, un accord de collaboration entre EDF et le CNRS sur le projet de réutilisation des cavernes pour la recherche sur les neutrinos, à l'issue du démantèlement des installations, a été signé le 7 septembre 2022 permettant de valoriser la configuration particulière de ces installations.

Fessenheim

Les réacteurs n° 1 et n° 2 de la centrale ont été définitivement arrêtés respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020. Ces arrêts ont été suivis par l'engagement des opérations de fin d'exploitation (vidange des circuits, évacuation du bore, condamnation et dépose de certains matériels et fonctions supports, évacuation du combustible, décontamination des circuits primaires...).

(1) BCOT (Base chaude opérationnelle du Tricastin), silos de Saint-Laurent, ICEDA, etc.
(2) Voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », paragraphe « ICEDA : l'installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés ».
(3) Les « chemises graphite » proviennent de l'exploitation de l'ancienne filière française des réacteurs uranium naturel graphite gaz (UNGG). Ce sont des enveloppes cylindriques creuses en graphite qui entouraient l'élément combustible.

Le 1er septembre 2023, l'exploitation du site de Fessenheim a été transférée de la DPN (Division Production Nucléaire) à la DP2D (Direction Projets Déconstruction Déchets).

La totalité du combustible usé a été évacuée du site vers La Hague en un peu plus de 2 ans, ce qui constitue une très belle performance. Ainsi, 99,9 % de la radioactivité a été retirée du site et la première évacuation industrielle de déchets activés d'exploitation vers ICEDA a eu lieu. Une opération de décontamination des circuits primaires de grande ampleur (*Full System Decontamination* : FSD) a été réalisée avec succès sur les 2 réacteurs. Elle s'est terminée en juin 2023.

Le traitement des parties supérieures des générateurs de vapeur (GV) usés (GV issus de leur remplacement réalisé lors de l'exploitation des unités 1 & 2) a été réalisé en Suède et l'accord multilatéral des autorités de sûreté des pays traversés par le transport des parties inférieures de ces GV usés vers la Suède (France, Belgique, Allemagne, Pays-Bas et Suède) est en cours d'obtention.

Les travaux de démantèlement électromécanique d'une partie de la salle des machines, en vue de sa reconfiguration en installation de découplage et de transit des déchets radioactifs, sont terminés et les travaux de reconfiguration sont en cours.

À fin 2024, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel.

Concernant le décret prescrivant les opérations de démantèlement, dont l'obtention marquera le début de la phase de démantèlement, d'importantes étapes ont été franchies, notamment : le dépôt du dossier de demande de démantèlement de la centrale en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'ASN, la tenue du GP (groupe permanent) le 22 juin 2023, l'enquête publique (du 25 mars au 30 avril 2024) suite à laquelle la commission d'enquête et la préfecture ont rendu un avis favorable.

Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue mi-2025 et sa prise d'effet début 2026 après accord de l'ASN sur les règles générales d'exploitation applicables en démantèlement.

Brennilis

La réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre du décret autorisant le démantèlement partiel a été terminée mi-2018. Depuis, le site finalise les travaux de préparation de l'étape suivante qui concernera la cuve du réacteur. Ce chantier doit se dérouler sous couvert d'un décret dit de « démantèlement complet », décret publié le 26 septembre 2023 et dont la prise d'effet a été marquée en juin 2024 par l'approbation des nouvelles règles générales d'exploitation par l'ASN.

En parallèle de ces instructions réglementaires, des travaux de désamiantage ainsi que des aménagements de locaux (ouverture de voiles et montage de charpentes métalliques) ont précédé le chantier de démantèlement des circuits périphériques, qui marque le début des travaux de la cuve, planifié en décembre 2024.

Creys-Malville

Après l'extraction des bouchons assurant le confinement de la cuve du réacteur, la mise en place de la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) et la mise en service de l'atelier robotisé, les découpes des internes de cuve ont démarré en 2024.

Fin 2024, le faux sommier (première partie des internes de cuve) a été extrait de la cuve, découpé et conditionné en colis de déchets. La seconde partie, le sommier (dernière pièce massive à retirer de l'intérieur de la cuve) sera extrait pour être découpé à son tour au premier trimestre 2025. En parallèle les travaux à l'intérieur du bâtiment réacteur se poursuivent avec notamment en 2024 la fin du démantèlement du bouchon couvercle cœur et le début des travaux de démantèlement du puits de cuve et de la cuve de sécurité.

Dans les bâtiments périphériques, 2024 a vu la fin du démantèlement des bâches sodium et les premiers travaux de démantèlement dans les bâtiments des générateurs de vapeur, qui généreront environ 5 000 tonnes de déchets (dont 90 % de déchets conventionnels) lors des chantiers programmés jusqu'en 2030.

La fin du démantèlement du réacteur Superphénix reste planifiée en 2034.

Réacteurs UNGG

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plateforme de téléopération sur un « démonstrateur industriel graphite (DIG) » ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs afin de prendre en compte le retour d'expérience du premier chantier avant généralisation.

Cette nouvelle stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Dans le courrier d'accompagnement des décisions du 17 mars 2020 qui conforte les choix techniques réalisés, l'ASN estime qu'EDF devrait s'attacher à raccourcir le calendrier de réalisation des opérations *« au regard de l'obligation législative de démantèlement dans un délai aussi court que possible pour chaque réacteur »*. EDF a confirmé la démarche mise en œuvre de réinterrogations périodiques du planning sur la base des résultats obtenus sur le démonstrateur industriel et sur le premier réacteur. À ce stade, l'absence d'élément nouveau n'a pas permis une optimisation de planning.

Les travaux de construction du DIG se sont terminés en fin d'année 2021. Les premiers essais ont été réalisés en septembre 2022 sur le développement des outils qui permettront la « reprise de briques de graphite » dans les réacteurs, et la conception progressive des bras robotisés nécessaires au démantèlement des réacteurs UNGG.

Le programme d'essais avance comme prévu avec un bilan présenté annuellement à l'ASN.

À la suite de l'inspection sur « le pilotage des projets complexes » qui s'est terminée en novembre 2020, les réponses et prises d'engagements d'EDF ont été transmises en mai 2022 à l'ASN.

D'un point de vue réglementaire, le dossier de demande d'autorisation de démantèlement des silos du site de Saint-Laurent a été transmis électroniquement à l'ASN le 30 septembre 2022. Le dépôt des dossiers de démantèlement pour Chinon A2, A1 et des dossiers de modification substantielle des décrets de Chinon A3, Saint-Laurent A, et Bugey 1 a été réalisé le 15 décembre 2022, conformément aux décisions ASN de mars 2020. Une mise à jour de l'ensemble de ces dossiers a été envoyée par EDF en février 2024 en réponse aux demandes émises par la Mission de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (MSNR) dans le cadre de l'analyse de recevabilité. L'enclenchement de l'instruction de ces dossiers par l'ASN et l'IRSN a eu lieu le 25 novembre 2024 en vue d'un groupe permanent prévu en mars 2026.

En parallèle, les opérations de démantèlement autour des caissons réacteurs
se poursuivent sur l'ensemble des trois sites.

Sur le site du Bugey 1, les bâtiments électriques ont été démolis, permettant d'atteindre 27 % de surfaces déconstruites par rapport à l'objectif de la mise en configuration de sécurité (*i.e.* déconstruire l'ensemble des surfaces hors bâtiment Réacteurs et locaux nécessaires au démantèlement du bâtiment réacteur). La salle des machines a été désamiantée en 2023, par le retrait de plusieurs centaines de fourreaux amiantés intégrés dans le génie civil. Sur Chinon A2, les viroles (tronçons de circuit primaire) de l'ensemble des quatre locaux échangeurs ont été évacuées des bâtiments en vue d'une fusion par Cyclife-France.

Le chantier de démantèlement des échangeurs de Chinon A3 est terminé : 5 200 tonnes de circuit métallique ont été démantelées après 12 ans de travaux.

Sur Saint-Laurent A2, le chantier de démantèlement hors caisson a pu reprendre au second trimestre 2024 après renforcement de la maîtrise du risque plomb. Les bonnes cadences industrielles ont permis d'atteindre le jalon de fin de démantèlement des circuits situés sous le caisson réacteur début décembre 2024.

Les coûts de déconstruction et les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations ainsi que la sécurité des sites [1]. Les opérations de démantèlement visent à remettre les sites en état et à permettre une réutilisation des terrains pour un usage industriel.

L'article L. 594-2 du Code de l'environnement et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés [2]. Ainsi, des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 [3].

L'audit externe mandaté par la Direction générale du Trésor et la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) sur « les charges de démantèlement des installations actuellement à l'arrêt définitif et la prise en charge des déchets radioactifs issus de ces installations » s'est tenu de décembre 2020 à mai 2021, conformément au courrier de prescription reçu le 5 juin 2020 de la DGEC. Le périmètre de cet audit concerne les installations historiques arrêtées hors technologie REP, à savoir Superphénix, Brennilis et les 6 réacteurs UNGG. Le rapport d'audit définitif a été remis à la partie auditée le 9 juillet 2021. La lettre de suite de la DGEC a été émise le 22 novembre 2021 et le rapport d'audit a été mis en ligne sur le site du ministère.

Le rapport souligne *« une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement »*, un *« processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine »* et *« une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants »*. Enfin, le rapport confirme que *« les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité »* et leur *« dimensionnement adéquat »* au travers d'une mise à l'épreuve le dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

Au-delà de la maîtrise actuelle des processus et des organisations, deux écarts mineurs de faible matérialité ont été signalés (et corrigés lors de la révision des devis à fin 2021). Des points de progrès ont été identifiés autour de la planification projet, la mesure du niveau de maturité des projets et le processus de quantification des risques et incertitudes. Ils ne sont pas de nature à remettre en cause l'évaluation prudente des charges de démantèlement et gestion des déchets associées. Le rapport d'audit souligne également un ensemble de bonnes pratiques rarement mises en œuvre dans le cadre de projets de démantèlement.

Le courrier de réponse à cette lettre de suite a été transmis le 21 février 2022, donnant lieu à la mise en place d'un plan d'action relatif aux points de progrès précités. L'intégralité des actions a été réalisée à fin 2024.

1.4.1.1.3 Projets « Nouveau Nucléaire »

Concernant les risques associés à ces projets, voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

1.4.1.1.3.1 Préparation d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 en France

Les travaux menés par EDF et Framatome sur un projet de nouveau modèle d'EPR ont permis d'élaborer, fin 2017, la configuration technique d'un modèle « EPR2 » qui pourrait, à terme, élargir l'offre de la filière nucléaire française en France et à l'export. EPR2 est une version optimisée de l'EPR, qui se place dans la continuité industrielle de l'EPR tout en intégrant le retour d'expérience des chantiers EPR et des centrales en exploitation.

À la suite de la demande du gouvernement à EDF de préparer avec la filière nucléaire, un dossier complet sur un programme de renouvellement des installations nucléaires en France, EDF a remis à l'État, en mai 2021, la « proposition d'EDF avec la filière nucléaire pour un programme de nouveaux réacteurs en France ». Ce dossier repose sur l'exécution d'un programme de trois paires d'EPR2 successivement à Penly, à Gravelines et à proximité du Bugey, tout en poursuivant l'analyse de faisabilité sur d'autres sites nucléaires.

Le 10 février 2022, à Belfort, lors de son discours sur la stratégie du pays pour atteindre « une énergie sans carbone en 2050 », le Président de la République a exprimé sa volonté de lancer un programme de construction par palier de nouveaux réacteurs nucléaires. Il repose sur la construction de trois paires d'EPR2 et les études de faisabilité pour la construction de huit EPR2 additionnels. Il a précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

Un schéma approprié de financement et de régulation est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet a été initiée et se poursuit avec pour objectif de renforcer la compétitivité du programme et d'en sécuriser le coût et le planning en vue d'une FID (décision finale d'investissement) d'EDF en 2026.

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement concernant le programme EPR2, le Conseil d'administration, lors de ses réunions du 16 décembre 2020, du 31 mars 2022 et du 6 mars 2024, a autorisé EDF à poursuivre le développement du programme.

Gouvernance

Conformément aux recommandations formulées par Jean-Martin Folz en 2019 [4] ainsi que celles de la Cour des comptes dans le rapport sur la filière EPR de l'été 2020, EDF a décidé de renforcer la gouvernance de la conception et construction des EPR2. Ainsi, EDF a notamment mis en place une nouvelle organisation qui sépare la maîtrise d'ouvrage (MOA) de la maîtrise d'œuvre (MOE). Cette organisation a été renforcée en 2024 dans le cadre de la réorganisation des activités nucléaires d'EDF décrite dans la section 1.4.1.1.1 « Organisation et gouvernance nucléaire ».

La MOA s'assure de la mise en place d'un cadre juridique, économique et financier adéquat et des bonnes conditions de réalisation du projet. Elle définit les objectifs de coûts, de délais et de performance des projets EPR2 et s'assure de leur respect par la MOE.

La MOE assure la conception des réacteurs EPR2 et, si la décision finale d'investissement est prise, assurera leur réalisation dans le respect des objectifs de qualité, coûts, délais et sécurité fixés par la MOA.

Point d'étape et perspectives

Les études de conception générale développées depuis 2018 ont été finalisées fin 2021. Cette étape a été précédée par la remise à l'ASN du rapport préliminaire de sûreté en février 2021 et par la clôture de l'instruction du dossier d'option de sûreté par l'ASN (courriers d'avril et de septembre 2021).

Depuis janvier 2022, une nouvelle séquence a été engagée autour de trois priorités :

- la poursuite des études d'ingénierie en vue du premier béton nucléaire à Penly, site retenu pour la construction d'une première paire de réacteurs EPR2 ; une revue de maturité technique a été organisée en 2023 sur les principaux bâtiments de l'îlot nucléaire. Cette revue a permis à EDF de bénéficier du retour d'expérience d'un comité d'experts indépendants sur le projet, afin de sécuriser les prochaines étapes du développement et de la construction des EPR2. Une deuxième revue s'est tenue mi-2024, qui a validé le franchissement du jalon de passage en « detailed design » pour les bâtiments nucléaires ;

(1) Voir la section 6.1, note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(2) Voir la section 6.1, note 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(3) Voir la section 6.1, note 15.1.2.2 « Allocation stratégique et composition des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(4) Rapport remis en octobre 2019 au ministre de l'Économie et des Finances et au Président-Directeur Général d'EDF.

- une relation étroite avec les principaux partenaires pour disposer des retours des études des fournisseurs et leur donner la visibilité nécessaire à l'investissement dans les compétences et l'outil industriel ; le contrat génie civil principal de Penly a été signé en octobre 2023 ;
- la préparation des chantiers, en particulier les autorisations administratives et réglementaires :
  - concernant le site de Penly, EDF a saisi le 11 février 2022 la CNDP [1] pour le projet de création des 2 réacteurs EPR2 à Penly. Le débat public s'est tenu de fin octobre 2022 à fin février 2023, parallèlement à une concertation sur l'énergie menée par l'État. Fin juin 2023, la demande d'autorisation de création (DAC) a été déposée auprès du ministère. En juillet 2024, par un décret portant autorisation environnementale, EDF a été autorisée à réaliser des travaux préparatoires ; cette autorisation fait l'objet d'un recours non suspensif devant le Conseil d'État,
  - concernant le site de Gravelines, EDF a saisi le 22 novembre 2023 la CNDP pour le projet de création des deux réacteurs EPR2 à Gravelines. La CNDP a décidé, lors de sa séance plénière du 10 janvier 2024, l'organisation d'un débat public ; le débat public de Gravelines a débuté le 17 septembre et s'est terminé le 17 janvier 2025,
  - le débat public pour le site du Bugey a commencé le 28 janvier et est prévu jusqu'au 15 mai 2025.

1.4.1.1.3.2 *Small Modular Reactors* (SMR)

Le groupe EDF poursuit sa stratégie d'offrir un réacteur modulaire de petite puissance de génération 3, dit SMR, avec sa filiale NUWARD, pour accompagner la transition énergétique et les besoins des industriels en Europe et à l'international dans la décennie 2030. La phase de *basic design* (ou avant-projet détaillé) de NUWARD s'est poursuivie au premier semestre 2024. Durant cette période, la conception et le positionnement marché ont pu être approfondis. Les enseignements obtenus ont conduit à faire évoluer sa stratégie conduisant à poursuivre le développement selon une nouvelle approche reposant exclusivement sur des briques technologiques éprouvées.

Cette orientation s'appuiera sur les enseignements techniques, industriels et commerciaux accumulés par NUWARD ainsi que sur l'expérience du Groupe dans le nucléaire et la technologie à eau sous pression (REP).

1.4.1.1.3.3 Développements à l'international

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy participe au projet de construction de deux réacteurs nucléaires sur le site de Hinkley Point avec China General Nuclear Power Corporation (CGN). La société de projet Nuclear New Build assure la maîtrise d'ouvrage du projet. La Direction Ingénierie et *Supply Chain* (DISC) d'EDF ainsi qu'Edvance [2] assurent les études de conception. Framatome assure la fourniture des composants et du contrôle commande, Arabelle Solutions la turbine.

EDF participe au développement du projet Sizewell C, construction de deux réacteurs EPR en partenariat avec le gouvernement britannique (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire »).

Par ailleurs, EDF est également actionnaire de Bradwell B à hauteur de 33,5 %, en partenariat avec CGN (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire »).

Inde

EDF a signé en mars 2018 un accord de coopération industrielle non engageant avec l'électricien national indien Nuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) dit *Industrial Way Forward Agreement* (IFWA) pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur. Cet accord définit le schéma industriel, les rôles et responsabilités des partenaires ainsi que les prochaines étapes du projet. Dans ce cadre, le groupe EDF et ses partenaires fourniraient l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries. Il n'est pas prévu qu'EDF soit investisseur dans ce projet. Le client NPCIL en serait le chef de projet général, le constructeur et l'intégrateur en phase d'exécution.

Conformément au calendrier fixé par l'IWFA, EDF et ses partenaires ont remis une offre complète conditionnée non engageante à NPCIL fin 2018, suivie d'une offre technico-commerciale engageante en avril 2021. Depuis, EDF, avec le soutien du gouvernement français, poursuit ses échanges avec les parties prenantes indiennes dans le cadre de la mise en place d'une *Special Task Force* demandée par les gouvernements respectifs. À terme, l'objectif est de pouvoir converger avec NPCIL sur les sujets technico-commerciaux en vue d'atteindre la signature dans un premier temps d'un accord engageant d'études d'ingénierie (*Pre-Engineering Contract*).

Arabie saoudite

EDF participe au processus compétitif initié en Arabie saoudite par K.A. CARE [3] puis repris par la Saudi Nuclear Energy Holding Company (SNEHC) et a répondu aux premières phases de consultation. Ce processus vise la remise d'une offre pour la fourniture des études d'ingénierie, des équipements et la construction de deux réacteurs de type EPR.

République tchèque

EDF est engagée dans le processus compétitif d'appel d'offres lancé formellement en mars 2022 en République tchèque par l'électricien *ČEZ*, sa société de projet Elektrárna Dukovany II et le gouvernement tchèque.

Il portait initialement sur la construction d'une unité de 1 200 MWe sur le site de Dukovany avec une extension potentielle du programme nucléaire à trois unités supplémentaires. Cette option d'extension a été confirmée le 31 janvier 2024 à EDF par la demande officielle de *ČEZ* d'un supplément d'offre à remettre en avril 2024. Cette demande n'a été adressée qu'à deux fournisseurs en lice (EDF et le Sud-Coréen KHNP), parmi les trois initiaux, l'Américain Westinghouse n'ayant pas été invité pour cette dernière phase. En synthèse, depuis le lancement du processus, EDF a déposé trois offres portant sur le périmètre des études d'ingénierie, la fourniture d'équipements, la construction et la mise en service d'un à quatre réacteurs EPR1200 pour les sites de Dukovany et Temelin ainsi que la fourniture du premier cœur combustible et de cinq recharges pour chaque unité. Cela s'est traduit par : (i) une offre engageante conditionnée le 30 novembre 2022 ; (ii) une offre mise à jour engageante le 31 octobre 2023 et (iii) un supplément d'offre engageant pour une à quatre unités EPR1200 le 30 avril 2024. Le 17 juillet 2024, le gouvernement tchèque a choisi le Sud-Coréen KHNP comme soumissionnaire préféré, engageant des négociations exclusives de *ČEZ* avec l'entreprise sud-coréenne. EDF n'est toutefois pas formellement éliminée à ce stade, et son offre reste valide sachant qu'un changement de soumissionnaire préféré est possible au regard des règles de l'appel d'offres. Après une analyse attentive des caractéristiques de l'offre sud-coréenne – rendues publiques par le gouvernement tchèque –, EDF a décidé de contester la sélection de KHNP (i) au niveau national auprès de l'Autorité de la concurrence tchèque et (ii) auprès de la Commission européenne. L'enjeu principal est de défendre des règles de concurrence loyale sur le marché européen, dans le respect notamment de la réglementation européenne sur les subventions étrangères. Ces deux processus de recours sont en cours.

(1) Commission nationale du débat public.
(2) Edvance est la filiale d'ingénierie commune d'EDF et Framatome, créée en 2017, dédiée aux projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde.
(3) *King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy*.

Pour rappel, l'ASN a rendu un avis, en novembre 2022 à la demande du gouvernement français, sur le dossier d'options de sûreté du projet de réacteur EPR1200 destiné à l'exportation. L'avis de l'ASN sur ces options de sûreté est similaire à celui qu'elle avait porté en juillet 2019 sur celles du réacteur EPR1200, dont il est dérivé. L'ASN note que les objectifs de sûreté, les référentiels utilisés pour la conception et l'architecture des systèmes de sûreté sont repris du modèle de réacteur EPR2 [1].

Pologne

En octobre 2021, EDF a remis au gouvernement polonais une offre préliminaire non engageante portant sur un contrat de fourniture des études d'ingénierie, des équipements et la construction de quatre à six réacteurs EPR en Pologne, représentant respectivement une puissance installée totale cible comprise entre 6,6 à 9,9 GWe répartie sur deux à trois sites. Cette offre préliminaire couvre tous les paramètres clés d'un tel programme comme la configuration technique des futures centrales, le schéma industriel envisagé, la stratégie de développement de la chaîne d'approvisionnement locale, l'estimation du coût du programme et le calendrier de réalisation associé. Si le gouvernement polonais a choisi de poursuivre des discussions engageantes avec un concurrent pour le premier site, l'offre EDF reste valable pour les autres sites et EDF poursuit ses échanges avec les parties prenantes polonaises, dans un contexte où le gouvernement polonais envisage de lancer une mise en concurrence pour un deuxième site en Pologne.

Autres prospects clés

EDF est engagée dans le développement stratégique d'une flotte de réacteurs de forte puissance en Europe. De nombreux pays ont pris la décision de lancer ou relancer des programmes de nouveau nucléaire sur le continent avec une accélération des processus de développement. EDF est en discussion avec des pays comme les Pays-Bas, la Finlande, la Suède, la Slovénie et la Slovaquie pour la réalisation d'études préliminaires techniques et commerciales visant à dérisquer les projets en amont de la remise d'offres formelles.

Au Canada, EDF accompagne les opérateurs locaux (Ontario Power Generation, Bruce Power) dans leurs processus respectifs de développement de projets de large puissance en Ontario.

1.4.1.1.3.4 Transformation numérique de l'ingénierie nucléaire

Le programme de transformation intégrée de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN), repris par la Direction Ingénierie et *Supply Chain* (DISC), vise à transformer l'ingénierie nucléaire en profondeur et de manière durable afin d'améliorer sa maîtrise industrielle et sa compétitivité.

Il a notamment pour objectifs de :

- standardiser et simplifier les processus et les méthodes d'ingénierie, en intégrant les principes de l'ingénierie système, et les numériser pour évoluer vers une ingénierie numérique et des pratiques *data centric* performantes ;
- standardiser les produits en s'appuyant sur des solutions éprouvées, fonder les offres à l'international sur ces produits standards et les répliquer d'un projet à l'autre ;
- refondre la relation avec la *supply chain*, en rationalisant le panel des fournisseurs, en responsabilisant ceux-ci, et en développant le fonctionnement en entreprise étendue ;
- intégrer le système d'information, autour de solutions de type PLM *(Product Lifecycle Management)*, et assurer son interopérabilité avec le SI (Système d'information) des parties prenantes externes (clients, fournisseurs, autorités...) pour mettre en place un véritable écosystème numérique ;
- capitaliser plus efficacement les savoirs et savoir-faire et développer les compétences internes, tout en optimisant le recours au faire-faire.

1.4.1.1.4 Les activités liées à la production nucléaire : Framatome

Framatome [2] est un acteur clé de l'énergie nucléaire, détenu par EDF (80,5 %) [3] et Mitsubishi Heavy Industries (19,5 %).

Framatome est reconnu pour ses solutions innovantes et ses technologies à haute valeur ajoutée à destination du parc nucléaire mondial. Forte d'une expertise mondiale, de solides références et de plus de 21 000 collaborateurs, l'entreprise conçoit, entretient et installe des composants et des combustibles ainsi que des systèmes de contrôle-commande pour les centrales nucléaires.

En 2024, Framatome a recruté plus de 2 600 collaborateurs pour maintenir et accroître les compétences.

Framatome dispose d'une présence industrielle significative en France, en Allemagne, aux États-Unis et en Chine. L'entreprise est par ailleurs implantée industriellement ou commercialement dans plus de 20 pays dont l'Afrique du Sud, l'Argentine, la Belgique, le Brésil, la Bulgarie, le Canada, la Corée du Sud, l'Espagne, la Finlande, la Hongrie, l'Italie, le Japon, le Kazakhstan, la République tchèque, la Roumanie, le Royaume-Uni, la Slovaquie, la Suisse et la Suède.

La stratégie de Framatome est centrée sur son cœur de métier de chaudiériste. Elle vise à proposer des solutions sûres et compétitives, à les industrialiser et à exécuter les projets dans le respect des critères qualité/coûts/délais.

La société dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international. Elle intervient sur plus de 385 réacteurs dans le monde. L'expérience de Framatome sur des réacteurs de tous types de technologies permet de répondre aux besoins spécifiques de ses clients dans le monde.

1.4.1.1.4.1 Activités de Framatome

Bénéficiant d'une expérience de 65 ans dans la conception et la construction de centrales nucléaires, Framatome s'appuie sur une expertise reconnue, avec notamment des ingénieurs et des opérateurs hautement qualifiés.

Ingénierie

Les experts de Framatome sont spécialisés dans la conception des principaux équipements des chaudières nucléaires, la métallurgie et la mécanique, la neutronique, les calculs scientifiques, la mécanique des fluides et les analyses de risques et de sûreté. Les prestations de Framatome en ingénierie incluent le cœur de la centrale, dit « îlot nucléaire » et les principaux composants du circuit primaire. Il s'agit notamment des générateurs de vapeur, des pompes, du pressuriseur et de la cuve du réacteur nucléaire.

Ses spécialistes et techniciens interviennent notamment pour des projets majeurs de construction de nouveaux réacteurs de type EPR, ainsi que sur le développement de réacteurs de type SMR et Génération IV.

Fabrication d'équipements

Les grands composants de Framatome équipent plus de 100 centrales dans 11 pays. Dans ses usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont en France, Framatome produit, pour des électriciens du monde entier, les équipements clés de la chaudière nucléaire. Ils sont destinés à équiper les centrales en construction ou à remplacer ceux des centrales en exploitation. L'entreprise fabrique des équipements lourds (cuves de réacteur, générateurs de vapeur, etc.) et mobiles (groupes motopompes primaires et mécanismes de commande de grappes) de haute technicité.

(1) Avis n° 2022-AV-0413 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 10 novembre 2022 relatif aux options de sûreté du projet de réacteur EPR1200, rendu en application de l'article L. 592-28-1 du Code de l'environnement, qui prévoit que l'ASN peut, à la demande du gouvernement, examiner la conformité des options de sûreté de modèles d'installations nucléaires destinées à l'exportation aux obligations applicables en France au même type d'installation.

(2) Framatome, Framatome Healthcare, Framatome Defense, Framatome Space sont des marques commerciales ou des marques déposées de Framatome ou de ses filiales aux États-Unis ou dans d'autres pays.

(3) Le 25 janvier 2024, EDF a porté sa participation de 75,5 % à 80,5 % en faisant l'acquisition des 5 % détenus par Assystem dans Framatome.

En 2024, l'entreprise a poursuivi la montée en puissance des fabrications de son usine de Saint-Marcel, spécialisée dans la fabrication de composants lourds. L'usine fournit les principaux composants forgés pour des projets de nouvelles constructions à l'étranger, notamment pour le projet de réacteurs EPR d'Hinkley Point C au Royaume-Uni, et a démarré la production des composants pour les programmes EPR2 en France et Sizewell C au Royaume-Uni. Elle fournit également des pièces pour des composants de remplacement destinés aux réacteurs français.

Parallèlement, Framatome s'inscrit depuis 2017 dans un schéma d'amélioration continue de la performance par l'excellence opérationnelle. L'objectif visé est de garantir la stabilité de la chaîne d'approvisionnement, de maîtriser les délais de fabrication de Framatome et de ses fournisseurs clés et de maintenir les compétences. À ce titre, les usines de composants de Framatome déploient le plan « Excell in Quality », en vue de permettre des fabrications et constructions conformes du premier coup. Toutes les parties prenantes y sont associées avec un objectif de standardisation des activités. Framatome s'inscrit ainsi dans la continuité du plan Excell d'EDF, mis en place entre 2020 et 2023, et dont les axes principaux (qualité, standardisation) restent appliqués en 2024. En outre, Framatome avait initié en 2021 le programme « Flow & Waste » de réduction des *lead times* en exécution. Ce programme est poursuivi et renforcé en 2024, le *lead time* étant devenu une priorité de l'entreprise. « Flow & Waste » correspond exactement au programme initié en 2023 par EDF sous l'appellation « Temps métal ».

Systèmes de contrôle-commande

Framatome conçoit, réalise et installe des solutions d'instrumentation nucléaire et de contrôle-commande fiables pour des centrales en exploitation ou en construction. Ses solutions comportent, en particulier, des systèmes de contrôle-commande de sûreté, des systèmes de contrôle-commande opérationnel, de l'instrumentation nucléaire, des solutions de maintien en condition opérationnelle, des simulateurs à l'expertise internationale en ingénierie du contrôle-commande, de la conception d'interface homme-machine et de l'ingénierie des facteurs humains. Framatome a installé plus de 300 systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande complets sur des réacteurs de tous types dans le monde.

Combustibles

Framatome assure la conception, le développement et la fabrication des assemblages de combustibles pour des réacteurs à eau pressurisée, des réacteurs à eau bouillante et des réacteurs de recherche. La société intervient sur l'ensemble du processus : de la conception de l'assemblage à la production du zirconium et de ses alliages (un matériau clé dans la production de combustibles) en passant par la fabrication et les services associés, jusqu'aux interventions dans les centrales nucléaires.

L'entreprise réalise les calculs permettant d'améliorer la gestion et la performance de ses assemblages, tout en répondant aux exigences de sûreté les plus élevées. Près de 260 000 assemblages combustibles de Framatome ont été chargés dans plus de 200 réacteurs en exploitation dans le monde.

Mise en service et autorisation d'exploitation des centrales nucléaires

Framatome a acquis une expérience internationale au contact des autorités de sûreté pour tous les types de réacteurs existants dans le monde. L'entreprise vient ainsi en soutien aux exploitants dans leurs relations avec leur autorité de sûreté et dans l'application de la réglementation existante dans leur pays d'implantation.

En France, Framatome a développé une expertise dans l'application de l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN).

La société met par ailleurs à disposition de ses clients internationaux des centres techniques où sont réalisés, chaque année, de nombreux essais pour qualifier leurs équipements. Elle les accompagne dans la préparation des études de qualification et dans la préparation de la documentation associée.

Maintenance, modernisation et poursuite de l'exploitation des centrales en service

Framatome propose des solutions et des services innovants pour maintenir et moderniser les centrales nucléaires existantes ainsi que pour prolonger leur durée d'exploitation, tout en garantissant leur sûreté, leur performance et leur disponibilité. Framatome s'appuie sur plus de 65 ans d'expérience internationale appliquée à tous types de technologies et à la maintenance de plus de 300 réacteurs dans le monde. Ses équipes apportent leurs savoir-faire et leurs connaissances des exigences en matière de maintenance, de remplacement de composants, d'inspections et de contrôles, d'opérations de rechargement du combustible, ou encore d'optimisation de la gestion des arrêts des réacteurs pour maintenance. Ses activités couvrent notamment la gestion des équipements et des pièces de rechange, la modernisation du contrôle-commande et de l'instrumentation ainsi que les services de chimie et de radiochimie.

Conduite des grands projets

Framatome participe à la réalisation de projets de construction de réacteurs nucléaires, de la conception aux approvisionnements et à leur mise en service. Ses équipes sont mobilisées pour répondre aux standards de sécurité les plus stricts et pour satisfaire les demandes de ses clients en s'appuyant sur ses savoir-faire en conduite de projets complexes. Dans le cadre de nouvelles constructions, l'entreprise propose des solutions sur le périmètre de l'îlot nucléaire.

Framatome participe à la maintenance des 4 réacteurs EPR en service dans le monde : Chine (Taishan 1 & 2), Finlande (Olkiluoto 3) et France (Flamanville 3).

Framatome participe aux côtés d'EDF à construction des projets EPR en France (Programme EPR2) et au Royaume-Uni (Hinkley Point C 1 & 2 et Sizewell C 1 & 2).

EDF et Framatome ont une filiale d'ingénierie commune, Edvance, créée en 2017, dédiée aux projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde.

1.4.1.1.4.2 Principales réalisations de Framatome en 2024

L'exécution des projets a été maîtrisée conformément aux engagements contractuels et les actions d'optimisation des coûts de structure se sont poursuivies. La production des usines a été conforme aux engagements pris vis-à-vis des clients en dépit de tensions sur la chaîne d'approvisionnements.

Plusieurs opérations de remplacement de composants primaires se sont déroulées : sur le parc français, pour le compte d'EDF (remplacement de générateurs de vapeur dans le CNPE de Cruas 3), en Afrique du Sud, pour le compte du client Eskom (finalisation du remplacement des générateurs de vapeurs de l'unité 2 de la centrale de Koeberg) et au Canada pour le compte de Bruce Power (Bruce Power 5&6). Framatome a poursuivi sa croissance sur le marché nord-américain dans un environnement toujours fortement concurrentiel. Les livraisons d'équipements pour le projet Angra 3 au Brésil se sont poursuivies.

L'activité contrôle-commande a poursuivi sa croissance, entraînée en France, en Grande-Bretagne et en Europe centrale par des projets de nouvelles constructions et de rénovations. En Amérique du Nord, les actions de remédiation entreprises suite aux pertes constatées en 2023 dans l'exécution d'un contrat de rénovation d'un contrôle commande de sûreté permettent de terminer le projet.

Les activités de conduite des grands projets et de fabrication de composants ont été soutenues : en France, l'EPR de Flamanville 3 a été connecté au réseau électrique, et la montée en puissance des travaux d'ingénierie et de conception des fabrications de pièces forgées de série du programme EPR2 se poursuit.

Au Royaume-Uni, les composants primaires de l'unité 1 et d'une partie de l'unité 2 du projet EPR Hinkley Point C ont été livrés sur site, et pour le projet Sizewell C les fabrications de pièces forgées et d'équipements primaires sont en cours.

L'activité combustible a signé en 2024 des contrats en Hongrie et Slovaquie pour fournir des combustibles à des centrales de type VVER.

Des investissements ont enfin été lancés dans le cadre d'un programme industriel de montée en cadence des productions en lien avec le programme EPR2 en France. Ces investissements concernent les activités de fabrication et de montage des composants d'équipements primaires et auxiliaires. Ils concernent également la chaîne d'approvisionnement du combustible qui se modernise et sécurise sa capacité à réaliser de nouvelles productions.

Par ailleurs, Framatome a poursuivi l'intégration de l'équipementier Jeumont Electric, spécialiste de la conception et fabrication de moteurs électriques et d'alternateurs, acquis en décembre 2023, et a procédé à plusieurs opérations de croissance externe en 2024, avec en juin 2024, l'acquisition de la société Vanatome, spécialiste de vannes et robinets pour le nucléaire, la défense et l'énergie, en septembre 2024, l'acquisition des activités de contrôle non destructif et d'inspection du groupe Arkadia, et, en novembre 2024, l'acquisition d'Allentis, éditeur français de solutions de cybersécurité.

Framatome a aussi poursuivi le développement de ses marques (Framatome Healthcare, Framatome Defense et Framatome Space, lancé en 2023).

Dans le cadre du développement des activités liées à sa marque Framatome Healthcare, la technologie propriétaire de production d'isotopes de Framatome est utilisée pour la production commerciale de lutétium-177 dans un réacteur CANDU de Bruce Power au Canada. En 2024, Framatome, via sa coentreprise ISOGEN avec Kinetrics, et ses partenaires, Bruce Power et Isotope Technologies Munich (ITM), ont annoncé le doublement de la capacité de production d'isotopes de l'unité 7 de Bruce Power au Canada avec une deuxième chaîne de production. Par ailleurs, fin 2024, Framatome et SN Nuclearelectrica S.A. ont lancé un projet similaire de production d'isotopes médicaux en Roumanie.

La marque Framatome Defense, lancée en octobre 2020, permet à Framatome de répondre aux besoins des programmes de Défense et aux enjeux de souveraineté dans ce domaine, avec l'implantation industrielle de Framatome sur l'ensemble du territoire. Les contributions de Framatome Defense concernent en particulier les futurs programmes à caractère nucléaire, comme le programme de sous-marin nucléaire de type Barracuda, les sous-marins nucléaires lanceurs d'engins de 3e génération (SNLE 3G), le futur porte-avions de nouvelle génération (PA-NG) et aussi des projets au profit du CEA/Direction des applications militaires, notamment dans le domaine de la propulsion nucléaire.

La marque Framatome Space a été lancée en octobre 2023. Elle permet à Framatome de mettre à disposition des compétences et ses outils au service de l'industrie spatiale pour aider à relever les nouveaux défis d'exploration.

1.4.1.1.4.3 Installations nucléaires de base (INB)

Framatome exploite une installation nucléaire de base (INB) se trouvant sur le site Framatome de Romans nommée INB 63-U pour la fabrication de combustibles nucléaires.

Résultats 2024 en matière de sûreté nucléaire

Comme en 2023, aucun évènement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer sur les sites pour lesquels Framatome est exploitant nucléaire, c'est-à-dire les sites de fabrication de combustibles de Romans-sur-Isère, Richland et Lingen.

En 2024, Framatome a déclaré 10 évènements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES et aucun ESS de niveau 1 ou plus.

Les résultats 2024 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire ainsi que dans le rapport TSN du site de Romans-sur-Isère [1].

Actifs dédiés

Des actifs dédiés ont été constitués pour couvrir les engagements nucléaires de long terme. Voir la section 6.1, note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

(1) Disponible sur le site www.framatome.com

1.4.1.1.5 Arabelle Solutions

Le 31 mai 2024, EDF a acquis les activités nucléaires de GE Vernova portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, à l'exception des activités de services sur le continent américain. Ces activités, employant environ 3 300 collaborateurs, sont sous le pilotage d'Arabelle Solutions, une filiale détenue à 100% par EDF.

Les activités d'Arabelle Solutions sont liées essentiellement à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires :

- activité Nouveau nucléaire : conception, fabrication et installation d'équipements cœurs de l'îlot conventionnel (dont la turbine Arabelle et l'alternateur Gigatop) pour les nouvelles installations nucléaires, pouvant notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor) ;*
- activité Services : maintenance et mises à niveau de ces équipements pour les centrales nucléaires existantes.

Arabelle Solutions fournit également des turbines pour des activités navales notamment les sous-marins britanniques à propulsion nucléaire.

Arabelle Solutions emploie environ 3 400 collaborateurs, répartis dans 15 pays, principalement en France (2 200 salariés, soit environ 70 % des effectifs), en Inde (environ 400 salariés) et au Royaume-Uni (environ 300 salariés).

Arabelle Solutions exploite principalement les actifs industriels suivants, situés dans ces trois pays :

- le site de Belfort, où sont usinés les turbines Arabelle et les alternateurs de très grande puissance (au-delà de 1 000 MW) ;
- l'usine de Sanand, en Inde, spécialisée dans les turbines de petite (SMR) et moyenne puissance (nucléaire indien notamment) ;
- deux ateliers de réparation : l'un à La Courneuve, pour les turbines et les pompes, et l'autre à Rugby, au Royaume-Uni, qui s'occupe de la réparation des alternateurs et des turbines de moyenne puissance et qui fabrique également les turbines qui équipent actuellement les sous-marins nucléaires britanniques ;
- une installation industrielle située à Ludres, spécialisée dans le traitement de l'obsolescence, la production et la réparation des cartes électroniques pour les centrales nucléaires.

Arabelle Solutions est implantée à ce jour, soit industriellement, soit commercialement, dans une vingtaine de pays dans le monde.

Arabelle Solutions dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international. La technologie d'Arabelle Solutions est présente sur un tiers du parc mondial installé. Arabelle Solutions effectue des opérations de maintenance sur plus de 100 tranches nucléaires chaque année.

Arabelle Solutions participe aux côtés d'EDF à la construction, à la mise en service et à la maintenance des îlots conventionnels de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C, ainsi qu'à la préparation de la construction des projets EPR en France (Programme EPR2) et au Royaume-Uni (Sizewell C).

Arabelle Solutions participe également aux projets Rosatom de construction des centrales nucléaires d'Akkuyu en Turquie, d'El Dabaa en Égypte et d'extension de la centrale de Paks en Hongrie (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

Figurent parmi les principales réalisations d'Arabelle Solutions en 2024 plusieurs opérations de réparation de composants critiques sur le parc français existant pour le compte d'EDF et en Afrique du Sud pour le compte du client Eskom (contrat Steam Generator Retrofit sur l'unité 1 de la centrale de Koeberg). Arabelle Solutions amorce sa croissance sur le marché des Services dans un environnement global toujours fortement concurrentiel. Les livraisons d'équipements pour les clients internationaux se sont néanmoins déroulées sans encombre.

Concernant les projets du nouveau nucléaire, des étapes importantes ont été franchies sur les projets Flamanville 3 en France, Hinkley Point C au Royaume-Uni, EPR2, Akkuyu en Turquie ou encore El Dabaa en Égypte.

1.4.1.2 Production thermique en France continentale

Les moyens de production thermique constituent l'une des composantes importantes du mix électrique pour assurer, en temps réel, l'équilibre production/consommation. Ils répondent aux fluctuations de la consommation d'électricité et de la production des énergies renouvelables (solaire et éolien en particulier). Ils contribuent à assurer un niveau de tension et de fréquence adéquat sur le réseau. Ce rôle devrait aller grandissant avec l'insertion massive de moyens de production intermittents dans les systèmes électriques français et européen.

1.4.1.2.1 Le parc de production thermique d'EDF en France continentale

Au 31 décembre 2024, le parc thermique en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant sur le plan du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire (en MW)	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2024	Capacité totale (en MW)	Année de mise en service	Production (énergie nette en TWh) Au 31/12/2024	Au 31/12/2023
Charbon	580	2	1 160	en 1983 et 1984	0,20	0,25
Turbines à combustion fioul, gaz et bi-combustibles (gaz et fioul)	85	4	340	en 1980 et 1981	0,31	0,46
	203	1	203	en 1992		
	134	1	134	en 1996		
	125-129	2	254	en 1998 et 2007		
	185	2	370	en 2010		
	179-182	3	542	en 2008 et 2009		
Cycles combinés gaz	427	1	427	en 2011	2,15	6,01
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	585	1	585	en 2016		

La production en 2024

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2024, 0,6 % de sa production totale d'électricité. Le parc dispose, à fin 2024, d'une puissance installée en fonctionnement de 4 945 MW.

La production thermique (énergie nette) a représenté 2,66 TWh en 2024 avec un fonctionnement plus faible qu'en 2023 (6,72 TWh). En 2024, les tranches charbon ont fourni 0,2 TWh, les cycles combinés gaz (CCG) 2,15 TWh et les turbines à combustion (TAC) 0,31 TWh.

L'enjeu pour ces moyens de production thermiques, sollicités de façon variable tout au long de l'année, est d'assurer une fiabilité et une disponibilité maximales. La capacité d'adaptation du parc à un fonctionnement soutenu a été démontrée. En particulier, les TAC ont été fortement sollicitées et ont affiché un très bon taux de réponse lorsqu'elles ont été appelées à fonctionner.

1.4.1.2.2 Les enjeux de la production thermique

Un parc thermique en cours d'adaptation

Entre 2013 et 2015, EDF a procédé à la mise à l'arrêt définitif de dix unités de production charbon.

EDF a procédé à l'arrêt définitif de la centrale du Havre au 1er avril 2021.

En septembre 2024, **les conditions technico-économiques de réalisation du projet Ecocombust n'étant pas réunies, EDF a annoncé ne pas poursuivre le projet de reconversion à la biomasse de la centrale thermique de Cordemais** et envisager l'arrêt définitif des deux dernières tranches charbon, situées à Cordemais, à l'horizon 2027.

Un plan d'action pour limiter l'empreinte environnementale des autres moyens de production thermique en France continentale.

Un chantier stratégique « thermique décarboné », transverse au Groupe, a été lancé en 2021 et a permis d'identifier les différents dispositifs ou techniques permettant la décarbonation de moyens de production thermique existants fonctionnant actuellement avec des combustibles fossiles ou la construction de moyens neufs thermiques décarbonés.

Dans ce cadre, des feuilles de route ont été définies et sont en cours de mise en œuvre pour instruire l'ensemble des opportunités de décarbonation des moyens de production existants et pour permettre la maîtrise des solutions pour développer de nouvelles capacités thermiques décarbonées en cas de besoin du système électrique.

Ainsi, des essais de fonctionnement avec un bioliquide (*Hydrotreated Vegetable Oils*, conforme à la directive RED II) ont été conduits sur deux turbines à combustion (TAC) en juillet 2023 (Brennilis) et juin 2024 (Vaires sur Marne).

Les résultats de ces essais, positifs tant sur les aspects techniques qu'environnementaux, permettent de confirmer la pertinence de cette solution de décarbonation.

Émissions du parc thermique

En 2024, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 1,3 million de tonnes de CO_2 (contre 2,9 millions de tonnes en 2023). Le contenu CO_2 du kWh produit en 2024 s'élève à 477 g/kWh net (contre 425 g/kWh net en 2023). Cette hausse résulte d'une utilisation moins importante des tranches gaz dans le mix de production thermique d'EDF, qui ont contribué à hauteur de 81 % de la production du parc thermique en 2024 (contre 89 % en 2023) et par voie de conséquence la contribution relative plus importante des tranches charbon, qui ont représenté près de 7,6 % de la production du parc thermique en 2024 (contre environ 4 % en 2023). Pour rappel, en 2010, le contenu CO_2 du kWh produit était de plus de 900 gCO_2/kWh net.

En 2024, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 290 tonnes de SO_2, 941 tonnes de NO_x et 5 tonnes de poussières. Ramenés au kWh produit, les rejets de polluants ont été réduits, par rapport à 2010, de plus de 30 fois pour les NO_x, de plus de 165 fois pour le SO_2 et de 500 fois pour les poussières. Ces réductions drastiques d'émission ont été rendues possibles par :

- la mise à l'arrêt des centrales thermiques les plus anciennes ;
- la rénovation et l'installation d'équipements de traitement des fumées selon les meilleures techniques disponibles sur les centrales charbon les plus récentes ;
- l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite ;
- la mise en service de cycles combinés au gaz naturel.

À titre d'exemple, les tranches de Cordemais sont équipées de systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxydes d'azote) ainsi que de dépoussiéreurs qui captent la quasi-totalité des poussières.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux émissions

Plusieurs dispositions du Code de l'énergie modifient le plafond des émissions de gaz à effet de serre pour certaines installations de production d'électricité et prévoient également une obligation de compensation des émissions de gaz à effet de serre résultant du rehaussement du plafond précité. Cette compensation permet de financer des projets respectant les principes fixés à l'article L. 229-55 du Code de l'environnement.

Les activités de production thermiques sont également soumises à d'autres réglementations spécifiques issues de plusieurs directives européennes (directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »), directive n° 2016/2284 relative à la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques, directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (directive IED) telle que modifiée par la directive 2024/1785 du 24 avril 2024.

Arrêt du parc fioul

EDF a arrêté définitivement l'exploitation de sa dernière centrale thermique fonctionnant au fioul lourd, à Cordemais, au printemps 2018.

Modernisation du parc de production thermique avec les cycles combinés au gaz naturel

EDF a mis en service :

- un premier cycle combiné au gaz naturel (CCG) en France sur le site de Blénod en 2011 ;
- deux cycles combinés à Martigues en 2012 et 2013 ;
- un cycle combiné de nouvelle génération à Bouchain en 2016, en partenariat avec General Electric.

Cette modernisation du parc thermique permet de réduire les émissions atmosphériques de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre.

Les CCG de Martigues résultent de la transformation (*repowering*) des anciennes tranches fioul, dont une partie des installations (turbine à vapeur, condenseur ou installations de traitement d'eau) a été réutilisée. La puissance installée du site de Martigues est de 930 MW. Son rendement est de plus de 50 %, nettement supérieur à celui des tranches thermiques charbon.

Le CCG de Bouchain présente des caractéristiques innovantes en termes de puissance (près de 600 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (supérieur à 60 %). Il démontre également de bonnes performances environnementales. Les émissions de CO_2 sont de l'ordre de 360 g/kWh, soit une division par presque 3 par rapport à celles de l'ancienne centrale charbon voisine arrêtée en 2015.

Déconstruction des tranches arrêtées du parc thermique

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction des tranches arrêtées ou dont l'arrêt est programmé. Des provisions ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites [1].

EDF a poursuivi en 2024 les travaux de déconstruction sur les installations mises en retrait définitif d'exploitation.

EDF est par ailleurs attentive à préserver au mieux le potentiel de ses sites par une allocation raisonnée des espaces et la mise en œuvre d'une veille locale sur la réglementation d'urbanisme propre à sécuriser ses besoins. Cette gestion différenciée des espaces et des sols permet de libérer progressivement le foncier d'EDF de contraintes d'occupation (libération de nouvelles ressources foncières, de potentiel de biodiversité ou de désartificialisation des sols). Elle tient compte des besoins du Groupe, tout en accompagnant les territoires dans le développement de nouvelles activités.

Cadre réglementaire

La réglementation applicable lors de la cessation d'activité

Les centrales thermiques à flamme sont soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) codifiées dans le Code de l'environnement. Les activités relevant de la législation des installations classées sont énumérées dans une nomenclature qui les soumet à un régime de déclaration, d'enregistrement, ou d'autorisation en fonction de l'importance des risques et des inconvénients qui peuvent être engendrés. Cette réglementation impose notamment, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains ainsi que pour certaines installations la constitution de garanties financières destinées à assurer, suivant la nature des dangers ou inconvénients de chaque catégorie d'installations, la surveillance du site et le maintien en sécurité de l'installation, les interventions éventuelles en cas d'accident avant ou après la fermeture, et la remise en état après fermeture.

1.4.1.3 Production à partir des énergies renouvelables et stockage

Le groupe EDF est aujourd'hui un acteur européen majeur des énergies renouvelables et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne.

La production hydraulique est la plus importante des énergies renouvelables du Groupe. Le Groupe est également leader dans le développement de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire.

Au total, les énergies renouvelables représentent plus du quart de la capacité totale du Groupe.

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.2.2.1.2.1.2 « Production bas carbone » - « Feuille de route de hausse de la production bas carbone du Groupe ».

(1) Voir la section 6.1, la note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES DU GROUPE DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À FIN 2024 (1)

(en MW)	Hydraulique	Éolien	Photovoltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 551	2 071	1 024	454	1	240	24 340
Europe hors France	1 191	2 004	520	4			3 719
Amérique	205	4 819	2 647				7 671
Asie	432	1 006	690	23			2 152
Afrique (2)	120	310	1 185				1 615
Capacités nettes installées totales	**22 500**	**10 211**	**6 066**	**480**	**1**	**240**	**39 497**

(1) Proportionnellement au pourcentage de détention.
(2) Y compris pays du Moyen-Orient.

1.4.1.3.1 Production hydroélectrique en France

1.4.1.3.1.1 Le parc de production hydroélectrique d'EDF

L'hydroélectricité est la première source d'électricité renouvelable et la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire en France. Cette filière est importante pour le système électrique par sa flexibilité et son apport en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau.

Au périmètre d'EDF, le parc compte 424 centrales à fin 2024, avec un âge moyen de 79 ans (1).

Centrales de production hydroélectrique	31/12/2024	31/12/2023
Puissance maximale totale *(en GW)*	20,17	20,20
Production totale STEP comprise *(en TWh)*	50,52	38,80

Au périmètre de la France continentale, les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20,17 GW (2), soit 23,3 % de la capacité installée du parc d'EDF. L'énergie productible annuelle s'élève, en moyenne, à une cinquantaine (3) de térawattheures.

Les différents aménagements hydroélectriques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées, dans le cadre d'une gestion multi-usage de l'eau. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en base ou en pointe. Ils offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation.

Catégorie d'aménagement	Puissance de turbinage (MW)	Productible gravitaire moyen sur 60 ans (1) (TWh)
Fil de l'eau	3 646	16,37
Lac	8 160	14,15
Éclusées	3 077	7,76
Transfert d'énergie par pompage (2)	5 045	1,49
Marémotrice	240	0,53

(1) Le productible moyen sur 60 ans est réévalué sur la base du changement climatique déjà constaté.
(2) Seul le productible gravitaire est comptabilisé dans les STEP sans prendre en compte l'énergie de pompage.

1.4.1.3.1.2 La performance du parc de production hydroélectrique

Sur ce périmètre, EDF a consacré, en 2024, plus de 620 millions d'euros (achats externes et main-d'œuvre immobilisée) au développement et à la maintenance de son parc pour un fonctionnement optimisé en toute sûreté.

Un parc fortement automatisé et surveillé à distance

Environ 77 % de la puissance hydraulique installée (soit plus de 15,6 GW) est pilotée à distance avec une gestion centralisée par vallée, depuis des centres de téléconduite capables de modifier leur programme de fonctionnement, à tout instant, pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

Afin d'améliorer la fiabilité des centrales, EDF surveille, depuis ses centres régionaux d'exploitation, les paramètres physiques des machines (température, vibration, etc.). Cette pratique permet de détecter, au plus tôt, toute dérive et d'éviter des incidents par une meilleure connaissance de l'état et du comportement en fonctionnement du matériel.

Deux de ces centres régionaux d'exploitation fonctionnent désormais en tant que centres d'appui et de service 24h/24 et 7j/7 pour réaliser un appui à distance à l'exploitant afin de limiter les sollicitations d'astreinte et fournir un support technique aux intervenants lorsqu'elles sont nécessaires.

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2024

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydroélectrique peut varier significativement suivant les années. L'année 2024 se caractérise par une hydraulicité très excédentaire et une bonne performance de production.

En anticipation des besoins liés au développement des énergies renouvelables variables (éolien, solaire), l'accent est mis sur l'accroissement de la flexibilité des moyens de production hydroélectrique et sur l'adaptation fine du pilotage des centrales.

1.4.1.3.1.3 La sûreté hydraulique

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière des barrages qui contribuent à la sûreté hydraulique. La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation. Elle vise à assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. Il s'agit d'une préoccupation majeure et permanente du producteur.

Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation, c'est-à-dire des risques induits par les variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues pour assurer la sécurité des installations et des populations ;

(1) Moyenne arithmétique par glissement de 1 an sur parc constant recalculé en 2021.
(2) Hors Outre-mer et Corse.
(3) Énergie productible annuelle hors usine de la Rance.

- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État. En France [1], 237 barrages classés A et B font l'objet d'une étude de dangers réalisée respectivement tous les dix ans et quinze ans. Cette étude consolide une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées s'inscrivant dans une démarche de réduction des risques [2]. Pour les 67 barrages les plus importants, une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») est mise en œuvre.

Voir également la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1F « Atteinte à la sûreté hydraulique ».

L'année 2024 a été marquée par de nombreuses situations de crues sur la plupart des aménagements exploités par EDF.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable en matière de sécurité et sûreté des ouvrages

Le Code de l'environnement comporte, à ses articles R. 214-112 et suivants, des dispositions applicables à la sécurité et à la sûreté des ouvrages hydroélectriques autorisés et concédés. Les barrages sont répartis en trois classes (A, B, C) en fonction de leurs caractéristiques, notamment leur hauteur et le volume de la retenue. Selon ce classement et le régime juridique de l'ouvrage, la réglementation impose à l'exploitant, ou au concessionnaire, un certain nombre d'obligations pour garantir leur sécurité et leur sûreté.

1.4.1.3.1.4 Les enjeux de la production hydroélectrique

L'énergie hydraulique constitue un élément essentiel de la transition énergétique, à la fois par le caractère décarboné de sa production, mais aussi par sa flexibilité et sa capacité de stockage, sans commune mesure avec les autres moyens de stockage d'énergie. L'hydroélectricité joue aussi un rôle majeur dans la gestion de la ressource en eau sur les territoires.

Le renouvellement des concessions

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux installations hydroélectriques en France

Les installations hydroélectriques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions accordées par l'État (pour les ouvrages dont la puissance est supérieure à 4,5 MW) ou d'autorisations préfectorales (pour les ouvrages de moins de 4,5 MW).

Le Code de l'énergie précise que l'octroi d'une concession d'énergie hydroélectrique est précédé d'une publicité et d'une mise en concurrence selon les modalités prévues par le Code de la commande publique.

Conformément à l'article L. 523-2 du Code de l'énergie, les concessions hydroélectriques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par les articles L. 521-16-2 ou L. 521-16-3 dudit Code, font l'objet d'une redevance annuelle proportionnelle aux recettes issues de la concession. Cette redevance est versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés.

EDF exploite les installations qui lui sont concédées comme celles soumises au régime d'autorisation en alliant amélioration énergétique, gestion de l'eau, prise en compte de la biodiversité, rémunération de l'État et des collectivités au travers des redevances, et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation.

D'une durée initiale de 75 ans [3], la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans.

Fin 2024, 36 titres de concessions, pour une puissance de plus de 3 600 MW n'avaient pas été renouvelés par le concédant.

Voir également la section 2.2.3 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques », risque 3B « Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques ».

L'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques

EDF est soucieux de contribuer au développement durable et partagé des territoires, généralement ruraux et montagnards, parfois isolés, situés à proximité des ouvrages de production hydroélectrique. EDF fonde sa relation au territoire en agissant en exploitant responsable et en industriel de long terme dans les vallées.

La relation d'EDF aux territoires hydrauliques s'articule autour de deux leviers principaux :

- l'emploi en essayant de maximiser les retombées économiques locales. EDF Hydro [4] réalise 78 % de l'ensemble de ses achats sur les territoires hydrauliques au bénéfice du tissu industriel de proximité. EDF Hydro référence ainsi plus de 6 278 entreprises locales. L'empreinte emploi des activités hydroélectriques d'EDF en France métropolitaine est estimée à 4 664 emplois indirects [5]. EDF est également engagée depuis plus de dix ans aux côtés des acteurs économiques et institutionnels des vallées, avec le programme *« EDF Une rivière, un territoire »* qui a permis de créer, ou de préserver, plus de 730 emplois par l'octroi de prêts participatifs à une soixantaine d'entreprises locales ;
- le dialogue permanent avec les acteurs économiques, politiques et associatifs des territoires concernés, en particulier les usagers de l'eau et les acteurs de l'environnement :
  - pour la gestion équilibrée des ressources. Après des années 2022 et 2023 de « manque d'eau », les campagnes de soutien d'étiage ont eu à gérer des débits importants. Par exemple, sur la Durance, EDF a dû faire face à une succession de 12 épisodes de crues jusqu'à la fin du mois de juin 2024, avec une fonte de neiges qui s'est poursuivie tardivement jusqu'à la première quinzaine de juillet et a intégré l'ensemble des contraintes des parties prenantes dans une gestion dynamique et anticipative des volumes notamment sur la retenue de Serre-Ponçon (Hautes-Alpes et Alpes-de-Haute-Provence) dont les extrêmes ont été à fin mai un creux de remplissage de 320 millions m^3 et une capacité maximale de stockage de 1,2 milliard m^3 atteinte sur la période juin-juillet. Les aménagements hydroélectriques de la Durance et du Verdon ont, ainsi, été fortement mobilisés en vue de maîtriser la trajectoire de remplissage des retenues et leur permettre d'accueillir les importants volumes d'eau attendus en intégrant les contraintes de débouché en aval (nouvelles modalités d'exploitation estivales sans turbinage d'eau vers l'étang de Berre, impossibilité de débit durant deux mois à la restitution du canal de Mallemort en raison des chantiers du Syndicat mixte d'aménagement de la vallée de la Durance). EDF a donc décidé d'assurer une phase de déstockage de la retenue de Serre-Ponçon du 1er au 15 juillet 2024, jusqu'à 776 mètres NGF [6], en anticipation des apports en eau attendus et en prévision de la fermeture des barrages tout en garantissant les débits nécessaires à l'alimentation des prélèvements agricoles et le débit réglementairement réservé. Les niveaux de remplissage des retenues de Serre-Ponçon, Castillon (Alpes-de-Hautes-Provence) et Sainte-Croix (Var et Alpes-de-Hautes-Provence) durant l'été ont donc été favorables pour le multi-usage,

(1) France métropolitaine et départements et régions d'outre-mer (DROM), filiales à 100 % comprises.
(2) Pour en savoir plus, consulter le rapport de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site Internet d'EDF.
(3) Conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.
(4) EDF Hydro est la division d'EDF S.A. en charge de l'exploitation des ouvrages hydrauliques concédés ou autorisés en France continentale et des activités d'ingénierie associées.
(5) Conformément aux définitions académiques couramment acceptées et sur la base d'un montant d'achat adressé en 2024 au tissu économique français et d'un contenu en emploi indirects par million d'euros sur 64 secteurs économiques, basé sur les données économiques de l'Insee.
(6) NGF: nivellement général de France, relevé altimétrique permettant de disposer d'une côte d'eau en valeur absolue.

> pour une démarche volontaire de dialogue et concertation. EDF mène de nombreux dialogues territoriaux et concertations. À titre d'exemple, dans le cadre du projet Vouglans - Saut-Mortier (projet d'installation d'une turbine-pompe en rive gauche de la retenue de Saut-Mortier, à proximité immédiate de l'actuelle usine hydroélectrique dans le Jura pour une mise en service à l'horizon 2030), EDF a organisé, dès le lancement des études en 2020 et jusqu'en avril 2023, une démarche de concertation volontaire, importante et ciblée qui a conduit à plusieurs évolutions du projet, pour trouver le meilleur optimum entre les enjeux énergétiques, environnementaux et d'usage de l'eau. Cette démarche a d'ailleurs été soulignée lors de l'enquête publique qui s'est déroulée entre mai et juin 2023. Le projet est entré depuis l'été 2024 dans la phase de travaux, le dialogue et la concertation se poursuivent.

La gestion de l'accès à l'eau

La capacité maximale [1] des barrages exploités par EDF en France est de près de 7 milliards de mètres cubes d'eau. Outre son rôle de producteur hydroélectrique, EDF participe à la gestion durable et locale de la ressource en eau.

EDF soutient les débits de nombreuses rivières l'été au bénéfice des milieux aquatiques et des autres usages de l'eau : eau potable, irrigation, activités sportives et de loisir en rivière.

La gestion de l'eau est assurée en concertation avec les différentes parties prenantes via notamment des conventions sous l'égide de l'État, autorité concédante, avec les élus locaux, pêcheurs, agriculteurs, responsables de sites touristiques et industriels. EDF est, en effet, un acteur à part entière de la gouvernance de la gestion de l'eau dans les territoires. Il a ainsi mis en place une mission originale de « délégués coordonnateurs de bassin ». Elle permet d'organiser et d'assurer une présence de tous les métiers d'EDF dans les instances de l'eau comme les Comités de bassin ou les Conseils d'administration des Agences de l'eau pour le compte de l'UFE [2].

Les actions d'adaptation au changement climatique

EDF a depuis toujours dû s'adapter à la variabilité naturelle hydrométéorologique, pouvant conduire à des variations importantes de son productible d'une année sur l'autre à l'échelle de la France continentale. De nombreux chantiers ont été lancés depuis plusieurs années sur l'adaptation des ouvrages, les modes d'exploitation, la conception des installations hydroélectriques mais aussi la concertation sur une gestion responsable de l'eau (voir *supra*). Une coordination de ces travaux sur l'adaptation au changement climatique de la production hydroélectrique d'EDF a été lancée en 2021 et a donné lieu à la validation en Comité exécutif RSE fin 2023, du projet ARCHE (Adaptation et résilience climatique de l'hydroélectricité à EDF) dans une démarche structurée autour de 3 enjeux (sûreté des installations et des personnes, haut niveau de performance économique et environnemental et contribution essentielle dans la gestion du multi-usage de l'eau) et objectivée sur 4 axes majeurs d'adaptation (connaissances, patrimoine, exploitation et résilience des territoires) déclinés en une cinquantaine d'actions.

Ainsi, différentes actions ont été lancées ou réalisées en 2024, des études de réhausse de barrages comme celui de Laparan (Ariège) à la finalisation d'un modèle de Jumeau numérique de bassin versant (JNBV) permettant d'évaluer les impacts des évolutions climatiques et anthropiques sur la gestion de la ressource en eau à l'échelle de la Loire aux horizons 2050 et 2100, en passant par l'adaptation d'ouvrages comme l'emblématique centrale à Chamonix (Haute-Savoie) qui turbine l'eau de la fonte de la Mer de Glace. EDF y a finalisé, en 2024, un investissement de 2,8 millions d'euros permettant une récupération des eaux en surface en aval des précédentes installations, résiliente et adaptée quelle que soit la vitesse de fonte du glacier.

1.4.1.3.2 Autres énergies renouvelables

La biomasse et le biogaz

Par le biais de ses participations, le groupe EDF détient des parts en France (notamment via Dalkia) et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois énergie comme combustible. Il s'engage depuis plusieurs années dans le développement de la méthanisation pour valoriser le biogaz produit, tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

L'énergie géothermique

Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'appuie d'une part sur sa filiale Électricité de Strasbourg. Elle opère deux installations industrielles en Alsace, l'une de chaleur sur le site de Rittershoffen, Ecogi, à destination d'un industriel local et l'autre de production d'électricité sur le site de Soultz-sous-Forêts.

D'autre part, Dalkia est spécialisée depuis plus de 40 ans dans la géothermie. Dalkia exploite plusieurs installations en France, en géothermie profonde (une vingtaine en Île-de-France) et en géothermie de surface.

1.4.1.3.3 L'activité d'EDF Renouvelables

Hors hydraulique, l'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté en grande partie par sa filiale EDF Renouvelables. L'ensemble des sociétés d'EDF Renouvelables employait 5 358 personnes au 31 décembre 2024 en France et à l'étranger.

EDF Renouvelables s'inscrit dans la dynamique du marché en restant très présente dans l'éolien terrestre tout en accélérant dans les filières du solaire photovoltaïque et de l'éolien maritime.

Elle poursuit également son développement dans le secteur du stockage, notamment à travers l'installation de batteries de grande échelle.

EDF Renouvelables participe également au développement du Groupe dans l'hydrogène bas carbone avec comme ambition de se positionner comme un acteur européen majeur pour décarboner l'industrie et la mobilité lourde (voir la section 1.4.6.3 « L'activité Hydrogène d'EDF »).

Enfin, EDF est présente dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire en toiture) sur le marché des particuliers et des clients entreprises. Elle est présente tant en France (via la filiale EDF solutions solaires) qu'à l'étranger (via EDF Renouvelables), notamment aux États-Unis, en Chine, au Royaume-Uni et depuis 2021, au Vietnam, en Israël et en Allemagne.

EDF Renouvelables s'inscrit dans une dynamique de forte croissance de ses capacités installées (10 % de taux de croissance annuel composé sur les cinq dernières années). Au 31 décembre 2024, elle dispose d'une capacité installée brute de 23 219 MW, d'une capacité nette installée de 14 175 MW et de 8 404 MW bruts en cours de construction. Le portefeuille de projets en développement et sécurisé représente 71 GW [3] à fin 2024.

Présente dans près de 25 pays, EDF Renouvelables figure parmi les acteurs de référence du développement et de la production d'électricité issue des énergies renouvelables. Ses principales zones d'implantations historiques sont l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l'Europe, à commencer par la France et le Royaume-Uni. EDF Renouvelables a par ailleurs engagé un rééquilibrage géographique de ses activités. Elle renforce sa présence dans d'autres pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables tels que l'Afrique du Sud, le Brésil, la Chine, l'Inde, les Émirats arabes unis, l'Arabie saoudite, le Maroc ou Oman.

(1) À distinguer du volume utile qui peut réellement être exploité compte tenu des caractéristiques des aménagements : hauteur des prises d'eau, etc., et qui est nécessairement moindre.
(2) UFE : Union française de l'électricité.
(3) Y compris le stockage.

EDF Renouvelables est un acteur intégré du secteur des énergies renouvelables. EDF Renouvelables intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF Renouvelables est active en amont dans le développement de projets, dans l'ingénierie lors de la construction des parcs éoliens et solaires, et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites. Selon les cas, EDF Renouvelables développe des projets seule ou en partenariat. Au 31 décembre 2024, son portefeuille de capacités installées nettes se répartit comme suit : 60,3 % d'éolien, 37,0 % de solaire et 2,7 % de stockage. EDF Renouvelables a engagé un rééquilibrage technologique en accélérant son développement dans le solaire.

Dans le cadre de son modèle d'activité, le Groupe réalise également des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS). Elles consistent à céder tout ou partie des projets qu'il a construits à des tiers investisseurs. À ce titre, la capacité des actifs cédés sur l'année 2024 s'élève à 1 221 MW bruts.

1.4.1.3.3.1 Le parc

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

	Au 31/12/2024		Au 31/12/2023	
(en MW)	Brute [1]	Nette [2]	Brute [1]	Nette [2]
Éolien				
Afrique du Sud	145	74	145	73
Allemagne	164	162	164	162
Arabie saoudite	426	152	426	152
Belgique [3]	325	32	325	27
Brésil	824	824	951	768
Canada	807	599	807	599
Chili	175	88	175	88
Chine	1 001	485	1 001	476
États-Unis	3 527	2 829	3 623	2 925
France	2 826	2 059	2 547	1 959
Grèce	264	238	264	238
Inde	571	459	571	459
Maroc	187	84	87	34
Mexique	324	162	324	162
Pologne	68	68	68	68
Royaume-Uni [4]	875	245	635	183
Turquie	0	0	0	0
Total éolien [5]	**12 511**	**8 559**	**12 115**	**8 372**
Solaire				
Arabie saoudite	388	133	388	133
Brésil	399	399	399	199
Canada	61	42	61	42
Chili	115	58	115	58
Chine	311	311	299	299
Égypte	167	82	167	82
Émirats arabes unis	3 165	590	3 165	590
États-Unis	2 638	1 572	1 474	971
France	923	920	682	679
Grèce	172	156	172	156
Inde	663	332	663	332
Irlande	27	14	27	14
Israël	616	366	589	349
Mexique	120	120	120	120
Royaume-Uni	221	113	218	111
Vietnam	90	47	83	43
Total solaire [5]	**10 076**	**5 254**	**8 621**	**4 177**
Stockage				
Allemagne	2	2	2	2
Chine	10	3	10	3
Égypte	1	1	1	1
États-Unis	366	229	216	154
Royaume-Uni	253	129	200	102
Total stockage [5]	**632**	**363**	**429**	**260**
Total [5]	**23 219**	**14 175**	**21 165**	**12 809**

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Renouvelables est actionnaire.

(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Renouvelables.

(3) Il s'agit de mégawatts en éolien offshore exclusivement.

(4) EDF Renouvelables détient 51 % d'EDF Renouvelables UK (les 49 % restants étant détenus par EDF Energy).

(5) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

1.4.1.3.3.2 Les filières et faits marquants

Pour un détail des activités renouvelables en Italie et en Belgique, voir respectivement les sections 1.4.5.2 « Italie » et 1.4.5.3.1 « Europe du Nord ».

La filière éolienne

L'éolien terrestre (*onshore*)

EDF Renouvelables totalise 10 363 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation au 31 décembre 2024. Les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 1 660 MW bruts au 31 décembre 2024.

France
En 2023, EDF Renouvelables a poursuivi son développement en lançant la construction de six projets éoliens pour un volume de près de 95 MW et a remporté 106 MW aux appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

EDF Renouvelables a également réalisé son premier *repowering* éolien en France métropolitaine sur le parc éolien d'Oupia, portant sa puissance maximale de 8,1 MW à 20,7 MW. En 2024, EDF Renouvelables a mis en service les *repowering* des parcs éoliens de Saint Simon (12 MW bruts) et de Tenesa (11,7 MW).

Afrique du Sud
EDF Renouvelables poursuit la construction de plusieurs projets éoliens pour un total de 791 MW bruts.

EDF Renouvelables a mis en place avec son partenaire Anglo American une joint-venture appelée Envusa Energy qui joue le rôle de *trader* entre les projets « producteurs » (*generator*) d'un côté et les mines « consommatrices » (*offtaker*) de l'autre.

Arabie saoudite
EDF Renouvelables, leader du consortium avec Masdar et Nesma, a mis en service en 2022 le parc éolien de Dumat Al Jandal. D'une capacité installée de 426 MW bruts, ce parc éolien est le premier d'Arabie saoudite et le plus puissant du Moyen-Orient. Depuis juillet 2022, le parc produit à pleine puissance et fournit plus de 70 000 foyers en électricité d'origine renouvelable.

Brésil
Implanté sur le territoire brésilien depuis 2015, EDF Renouvelables figure parmi les leaders du pays dans le secteur des énergies renouvelables. La première phase du parc éolien Serra do Seridó dans l'État de Paraíba, totalisant 242 MW a été mise en service en juillet 2023. La seconde phase totalisant 238 MW a été mise en service le 18 juillet 2024.

En outre, EDF Renouvelables a lancé la construction du projet éolien de Serra das Almas, dans l'État de Bahia totalisant 261 MW.

Canada
EDF Renouvelables a mis en service en 2023 le parc Cypress 1 totalisant 200 MW.

Inde
EDF Renouvelables a achevé en 2023 la mise en service des 112 turbines du projet Kabini (SECI V) dans l'État du Gujarat totalisant 302 MW.

En 2023, EDF Renouvelables a signé un contrat d'achat d'énergie (PPA) pour 100 MW d'éolien dans le cadre des enchères GUVNL4.

EDF Renouvelables a également mis en construction deux projets pour une puissance totale de 130 MW.

Maroc
EDF Renouvelables poursuit la construction en *repowering* de son parc éolien de Koudia (100 MW), dont la mise en service a été effectuée en juillet 2024.

Après avoir finalisé la construction de la première phase du projet éolien de Taza (87 MW) en septembre 2022, projet détenu en consortium avec le partenaire japonais Mitsui, la phase 2 a été lancée en octobre 2024, portant la capacité installée jusqu'à 100 MW. La mise en service de la phase 2 est prévue le premier semestre 2026.

Royaume-Uni
En 2023, deux projets d'EDF Renouvelables au Royaume-Uni, le parc éolien de Clash Gour (223 MW) et celui de Heathland (80 MW), ont obtenu leur *Contract for Difference* (CfD) pour une partie de leur production.

Chine
Mise en construction du projet éolien de Qinzhou pour une puissance totale de 155 MW.

L'éolien en mer (*offshore*)

L'éolien *offshore* représente pour EDF Renouvelables un axe fort de développement. L'entreprise est déjà présente sur le marché de l'éolien en mer à travers près de 21 GW bruts de projets en développement, en construction, en exploitation ou en gestion d'exploitation et maintenance. EDF Renouvelables est présente en Belgique, au Royaume-Uni, en France, en Irlande et plus récemment en Chine et aux États-Unis.

France
EDF Renouvelables est le leader de l'éolien en mer.

Trois projets ont été remportés en 2012, à savoir les parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, Fécamp, et Calvados. Ils totalisent une capacité de 1 425 MW et représentent un investissement total d'environ 6 milliards d'euros. Le montage partenarial associe EDF Renouvelables, Enbridge Inc. et Skyborn pour les projets de Fécamp et Calvados. Pour le projet de Saint-Nazaire, EDF Renouvelables est associée à Enbridge Inc. Le premier parc éolien en mer de France, Saint-Nazaire dont la construction a été lancée fin 2019, a été mis en service fin novembre 2022.

La construction du parc éolien en mer de Fécamp a débuté en 2020. La sous-station électrique et les 71 fondations ont été installées en mer durant l'été 2022. La mise en service complète du parc a été réalisée en mai 2024.

La construction du parc éolien en mer du Calvados, au large des côtes du Bessin, a été lancée en février 2021. Une commande de pales recyclables a été réalisée pour 10 éoliennes en 2022. La connexion à terre entre le parc éolien et le réseau électrique est en cours d'achèvement. L'installation des fondations a été lancée dans le courant de l'automne 2024.

EDF Renouvelables mène par ailleurs, aux côtés d'une entité détenue conjointement par le groupe Enbridge et le fonds d'investissement du régime de pensions du Canada CPPIB (*Canada Pension Plan Investment Board*), un projet de parc pilote (Provence Grand Large) en mer Méditerranée basé sur la technologie de l'éolien flottant. Sa construction s'est poursuivie en 2023 avec l'assemblage des turbines sur les flotteurs. L'installation en mer des turbines est terminée et les travaux de raccordement sont en cours. La mise en service est attendue début 2025.

Le projet de Dunkerque, d'une capacité installée de près de 600 MW, a été remporté en juin 2019 par un consortium constitué d'EDF Renouvelables et des sociétés Innogy (actuel RWE) et Enbridge. En 2021, à la suite du retrait de RWE du projet, EDF Renouvelables et Enbridge ont rehaussé leur participation dans le projet et détiennent désormais chacun 50 % des parts. Ce consortium en charge de la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc et RTE, en charge du raccordement électrique, poursuivent la phase de concertation du projet, dans le prolongement du débat public organisé par la Commission particulière du débat public qui s'est tenue au quatrième trimestre 2020. Les autorisations du projet sont en cours d'instruction et l'enquête publique s'est tenue à l'été 2024.

EDF Renouvelables a remporté, aux côtés de Maple Power, une entité détenue conjointement par le groupe Enbridge et le fonds d'investissement du régime de pensions du Canada CPPIB, en mars 2023 le projet de parc éolien en mer Manche Normandie à la suite de l'appel d'offres « AO4-Centre Manche 1 » de 1 GW lancé par le gouvernement en 2021. Il s'agit du plus grand parc éolien en mer français.

Fin 2024, au terme du sixième appel d'offres éolien en mer, le ministère de l'Industrie et de l'énergie a choisi "Éoliennes Méditerranée Grand Large", la société de projet détenue par EDF Renouvelables et Maple Power, pour assurer la conception, la construction et l'exploitation du parc éolien en mer flottant dit « Golfe de Fos 1 ». Le futur parc éolien en mer Méditerranée Grand Large se situera à 25 km des côtes méditerranéennes. D'une capacité d'environ 250 MW, il devrait fournir l'équivalent de la consommation électrique annuelle d'environ 450 000 habitants.

États-Unis

EDF Renouvelables a constitué fin 2018, avec Shell New Energies U.S. LLC (Shell), une joint-venture codétenue à parité, la société Atlantic Shores Offshore Wind, LLC. Elle a pour objet de développer des éoliennes en mer, sur un site au large du New Jersey (WEA), dans le cadre d'un bail délivré par les autorités fédérales américaines. En juin 2021, la joint-venture a remporté un contrat d'achat d'électricité (PPA) pour une capacité de 1,5 GW à développer. En juillet 2022, la joint-venture a remporté une nouvelle zone maritime au large de l'État de New York dans le cadre d'une vente aux enchères de l'État fédéral pour y développer 1,5 GW de projet.

Royaume-Uni et Irlande

Fin octobre 2024, le parc éolien en mer « Neart na Gaoithe » (localisé en Écosse à 15,5 km au large des côtes de Fife) détenu par EDF Renouvelables en partenariat avec la compagnie d'électricité irlandaise ESB a passé une étape majeure avec l'injection des premiers kWh sur le réseau national britannique, et la mise en service de la première partie du projet pour une puissance de 240 MW. Ce projet a une capacité totale de 450 MW.

Par ailleurs, EDF Renouvelables a remporté en mars 2023 le projet éolien en mer de Codling, d'une capacité de 1,3 GW.

Corée du Sud

En septembre 2024, EDF Renouvelables a fait l'acquisition de son premier projet éolien en mer en Corée du Sud, d'une capacité maximale de 1,5 GW.

La filière solaire photovoltaïque

EDF Renouvelables a accéléré son développement dans le solaire photovoltaïque. Au 31 décembre 2024, la capacité solaire installée s'élève à 10 076 MWc bruts (5 254 MWc nets), en augmentation de 1 077 MWc nets par rapport à fin 2023.

EDF Renouvelables dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 5 370 MWc bruts.

France

EDF déploie une stratégie couvrant tous les segments de marché. Elle repose sur un modèle intégré allant du développement des projets jusqu'à leur exploitation, sur la recherche de l'excellence industrielle et sur un investissement soutenu dans l'innovation. Cette stratégie s'appuie sur la R&D d'EDF et sur le maillage territorial des équipes d'EDF dédiées aux collectivités et aux entreprises. Les terrains ciblés prioritairement sont des sites dits « dégradés ». Il s'agit de friches industrielles, de sites pollués, délaissés ou d'anciennes carrières. Ces sites peuvent bénéficier d'une seconde vie avec le développement de projets photovoltaïques. L'entreprise cherche également à développer des projets solaires agrivoltaïques.

En 2024, EDF Renouvelables a mis en service 16 centrales solaires pour une puissance totale de 241 MW bruts et mis en construction 15 parcs pour une puissance de 318 MW.

L'innovation vient également en soutien du développement du solaire photovoltaïque avec :

- l'agrivoltaïsme : à savoir le développement d'installations de production d'énergie solaire au-dessus de certaines productions agricoles. EDF Renouvelables a inauguré en 2023 un projet pilote, Vitisolar, au-dessus de vignes près de Bordeaux ainsi que le démonstrateur ADELI dans le Gard où, sous les panneaux, la culture du riz est en rotation avec celle de la luzerne. En juin 2024, EDF Renouvelables a également lancé EVAPORE, un démonstrateur sur pommiers ;
- le solaire flottant : EDF Renouvelables a inauguré en juin 2023, la première centrale photovoltaïque flottante du groupe EDF en France située dans les Hautes-Alpes : Lazer. D'une puissance de 20 MWc, la centrale est installée sur une retenue hydroélectrique couvrant les trois quarts de la surface totale du plan d'eau ;
- le solaire au sol en autoconsommation pour accompagner les entreprises industrielles dans la consommation d'énergie décarbonée. EDF Renouvelables a inauguré, en 2023, sa première centrale solaire au sol en autoconsommation pour alimenter en électricité une partie de l'usine Sanofi d'Aramon dans le Gard.

Afrique du Sud

EDF Renouvelables a signé un accord avec le groupe Anglo American pour créer leur joint-venture Envusa Energy, et lancer un *pipeline* de plus de 600 MWc de projets éoliens et solaires dont la construction a débuté en 2024. D'ici 2030, Envusa Energy vise une capacité installée comprise entre 3 et 5 GWc. EDF Renouvelable a notamment mis en construction la centrale solaire de Mooiplats pour une puissance totale de 283 MW.

Arabie saoudite

EDF Renouvelables a mis en service en 2023 South Jeddah, d'une capacité de 388 MWc, le premier parc solaire d'EDF Renouvelables en Arabie saoudite.

Par ailleurs, EDF Renouvelables a remporté l'appel d'offres et a signé un PPA pour le développement, en consortium avec Masdar et Nesma, du projet Al Henakiyah d'une capacité de 1,2 GWc.

Début décembre 2024, EDF Renouvelables a signé un contrat d'achat d'électricité avec la Saudi Power Procurement Company (SPPC) pour les parcs solaires MASA'A de 1 000 MW et Al Henakiyah2 de 400 MW.

États-Unis

Après avoir mis en service en 2022 les centrales d'Arrow Canyon (275 MWc) et de Holliday Creek (117 MWc), EDF Renewables North America a mis en service en 2024 l'intégralité de la centrale solaire de Fox Squirrel, d'une puissance totale de 750 MW. L'entreprise a également mis en service les projets de Desert Quartzite (377 MW) et Morris Ridge (230 MW).

Émirats arabes unis

Le consortium constitué d'EDF Renouvelables et du chinois Jinko Power Technologie Co. Ltd. (aux côtés des partenaires locaux Masdar et Taqa) a inauguré le projet photovoltaïque d'Al Dhafra en novembre 2023. La centrale solaire est implantée à 35 kilomètres au sud d'Abu Dhabi. D'une capacité installée de 2 GW, elle représente l'un des plus puissants projets solaires au monde. Elle alimente en électricité l'équivalent de 160 000 foyers locaux chaque année.

En septembre 2024, EDF Renouvelables et ses partenaires KOWEPO et Masdar ont annoncé le *closing* du projet photovoltaïque Al Ajba, à Abu Dhabi, pour une puissance totale installée de 1,8 GW.

Oman

Avec son partenaire coréen KOWEPO, EDF Renouvelables a lancé la construction du projet de Manah d'une capacité de 630 MWc, première implantation dans ce pays.

Inde

EDF Renouvelables développe son activité solaire au travers d'EDEN Renewables India, la filiale commune codétenue avec TotalEnergies.

Vietnam

EDF Renouvelables est au capital de SkyX Energy, une entreprise développant du solaire en toiture au Vietnam.

Israël

En 2023, EDF Renouvelables a inauguré le projet de Ashalim 2 d'une capacité de 42 MWc. L'entreprise a mis en construction 10 projets pour une puissance totale de 94 MW.

Royaume-Uni

Les parcs solaires de Porth Wen, Burwell 1, Sutton Bridge ont été mis en service fin 2023 pour une capacité de 213 MWc. EDF Renouvelables a également mis en construction les projets de Tye Lane, Macallan et MAG pour une puissance totale de 89 MW.

L'exploitation et maintenance

EDF Renouvelables, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de la plupart de ses installations. Cette activité, dédiée en priorité aux actifs éoliens ou solaires du groupe EDF, est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, EDF Renouvelables exploite 20,5 GW à fin décembre 2024 avec plus de 1 100 experts, ingénieurs et techniciens répartis sur neuf pays. EDF Renouvelables est un acteur historique de l'exploitation-maintenance en Amérique du Nord où il gère plus de 16,1 GW. Ses positions en Europe et dans le reste du monde dépassent les 4,4 GW à fin 2024.

Cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs et par la stratégie d'exploitation définie, au cas par cas, en fonction des technologies et des régions. L'objectif est de rechercher une efficacité maximale sur chaque parc, en lien avec les fournisseurs, sur toute la durée de vie, prévue ou étendue.

Dans ce but, EDF Renouvelables s'est doté d'un centre de supervision de la maintenance prédictive (*e-Diagnostic Center*). Il s'appuie sur des expertises spécifiques internes centralisées et coordonnées avec la R&D du groupe EDF. Ce centre vient compléter le dispositif de suivi et de conduite à distance des parcs. Il est constitué de deux centres de supervision en temps réel situés en France (Colombiers) et en Californie (San Diego).

Par ailleurs, EDF Renouvelables détient plusieurs centres de maintenance en Europe : en Belgique, en Grèce, au Royaume-Uni, et en France. Ces entités d'exploitation-maintenance sont destinées à positionner les équipes d'intervention au plus près des parcs éoliens ou solaires. En 2023, EDF Renouvelables a ouvert son troisième centre d'exploitation et de maintenance éolien en mer en France à Ouistreham (les deux premiers à Saint-Nazaire et à Fécamp avaient été inaugurés respectiv ment en 2021 et 2022).

La filière des énergies réparties

France

EDF solutions solaires intervient en qualité d'acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée. EDF solutions solaires assure la conception, le développement, la réalisation et l'exploitation-maintenance des installations en toiture ou sur ombrières de parking. Filiale à 100 % du Groupe, la société commercialise en France et sur les territoires d'outre-mer, au travers de sa filiale Sunzil, des offres solaires photovoltaïques destinées aux clients particuliers, professionnels ou collectivités. Avec plus de 60 000 installations réalisées, EDF solutions solaires occupe aujourd'hui une position de leader. Sur le marché résidentiel, elle réalise près de 25 % de l'ensemble des installations en autoconsommation en France. Sur le marché des professionnels, l'offre s'intègre au catalogue « EDF Solutions Énergétiques ».

États-Unis

EDF Renouvelables mène une stratégie de croissance aux États-Unis sur le marché de l'énergie décentralisée. Depuis 2016, plusieurs acquisitions et partenariats ont permis de développer cette activité (acquisition en 2016 de la société Global Ressources Options, Inc. (groSolar) et partenariat en 2018 avec EnterSolar).

En 2019, EDF Renewables North America a acquis PowerFlex Systems en vue d'accélérer le déploiement à grande échelle des infrastructures pour véhicules électriques aux États-Unis. PowerFlex est une société pionnière dans le domaine des technologies de recharge basée à Los Altos en Californie.

EDF Renewables North America a conclu en 2018 un partenariat stratégique avec EnterSolar. Elle est entrée au capital de la société à hauteur de 50 %. En 2021, Elle a acquis les 50 % restants d'EnterSolar et a regroupé toutes les activités décentralisées « derrière le compteur » sous la marque PowerFlex. Le regroupement des solutions énergétiques pour les entreprises et les industries permet à PowerFlex de proposer aux clients un ensemble autonome ou groupé, de solutions solaires sur site, de stockage sur batteries, de recharge de véhicules électriques, de micro-réseaux et de systèmes de gestion de l'énergie.

En décembre 2022, PowerFlex a annoncé un investissement de 100 millions de dollars de la part de Manulife Investment Management, entrant au Conseil d'administration en tant qu'actionnaire minoritaire. PowerFlex est aujourd'hui l'un des plus grands développeurs et installateurs de solaire commercial aux États-Unis, avec plus de 460 MW mis en service. La société a déployé et exploite près de 12 500 chargeurs.

La filière stockage

Dans un contexte marqué par une croissance forte de la production d'énergies renouvelables et par la fermeture de grandes installations électriques, la technologie de stockage par batteries, alliée à un système de pilotage intelligent, contribue à lisser la production du réseau électrique national. Dans ce contexte, par le biais de ses filiales, EDF Renouvelables développe des systèmes innovants de stockage aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Allemagne, en France et en Afrique du Sud.

EDF Renouvelables a également lancé une nouvelle activité « microgrid » avec des projets solaires équipés d'un système de stockage par batteries et connectés à un réseau local d'une zone reculée (zones désertiques, insulaires).

Afrique du Sud

En septembre 2021, EDF Renouvelables et son partenaire Perpetua Holding ont remporté un projet innovant en Afrique du Sud. Il associe les technologies solaire, éolienne et de stockage par batteries. Ce projet appelé Umoyilanga se compose d'un parc éolien de 77 MW et d'une centrale solaire de 138 MW, chacun étant équipé d'un système de batteries. Le *closing* financier de ce projet a été atteint en décembre 2023 et il est entré en construction.

États-Unis

EDF Renouvelables développe et construit des systèmes de stockage rattachés à des projets solaires.

En 2022, EDF Renewables North America a mis en service deux systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) en 2022 : Maverick 6 (50 MW) et Big Beau (40 MW).

En 2023, EDF Renouvelables a mis en service le projet Arrow Canyon 75 MW, 375 MWh de batteries.

En 2024, EDF Renouvelables a mis en construction le projet de Beehive (250 MW) et mis en service le projet Desert Quartzite (150 MW).

Royaume-Uni

EDF Renouvelables, via sa start-up Pivot Power [1], a ouvert en juillet 2022 le centre de recharge de véhicules électriques le plus puissant d'Europe, l'Energy Superhub Oxford. Le projet fait partie d'un réseau national d'Energy Superhubs développé par Pivot Power qui combine des batteries connectées au réseau de transport et une infrastructure électrique pour la recharge des véhicules électriques. L'objectif est de favoriser les énergies renouvelables et d'accélérer la décarbonation des transports. Dans un premier temps, le centre offrira une recharge rapide pour 42 véhicules.

EDF Renewables UK a fini en 2023 la construction d'un nouveau site de batteries de 50 MW/100 MWh sur le site d'Energy Superhub Coventry, capable d'alimenter 100 000 foyers en énergie pendant deux heures.

Cinq projets de Pivot Power Sundon, Bredbury, Tye Lane, Braintree, Indian Queens sont en pré-construction.

En 2024, EDF Renewables a mis en service au Royaume-Uni le projet Sundon d'une puissance de 53 MW et mis en construction Indian Queens pour une puissance de 48 MW.

(1) Aux côtés du conseil municipal d'Oxford, de Fastned, de Tesla Superchargers et de Wenea.

1.4.2 Activités de commercialisation en France

Au-delà de ses offres de fourniture d'électricité et de gaz, EDF accompagne ses clients en proposant une large gamme d'offres de services et de solutions énergétiques. EDF souhaite être le partenaire de confiance des clients en pratiquant un marketing responsable et en proposant des offres simples et lisibles.

29,4 millions	**217,1 TWh**	**51,5 TWh**
de sites clients en France (1)	de ventes d'électricité en 2024 (2)	de ventes de gaz en 2024 (3)

(1) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg, dont 26,8 millions en électricité et 2,6 millions en gaz.
(2) Périmètre EDF Direction Commerce (hors cessions aux entreprises locales de distribution et EXELTIUM) + Électricité de Strasbourg.
(3) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg.

1.4.2.1 Présentation du marché en France

1.4.2.1.1 La concurrence

Depuis le 1er juillet 2007, les marchés de la commercialisation d'électricité et de gaz sont ouverts à la concurrence pour l'ensemble des clients.

Sur les marchés du gaz et de l'électricité, de nombreux fournisseurs proposent des offres aux entreprises et aux collectivités depuis le début des années 2000. Pour les clients particuliers, la concurrence s'est notablement renforcée depuis 2017 avec le lancement dans la fourniture de gaz et d'électricité d'acteurs bien installés dans d'autres activités ou zones géographiques.

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs alternatifs ont eu recours, en 2022, selon le cas, à leurs propres capacités de production, au marché de gros de l'électricité ainsi qu'à l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

Au guichet de novembre 2024, la demande des fournisseurs alternatifs pour livraison en 2025 s'est élevée à 134,93 TWh, en hausse de +3,5 % par rapport à l'année précédente, pour un volume d'ARENH à distribuer de 100 TWh, soit un taux d'attribution de 74,12 %.

Voir la section 1.4.3.3 « Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) », ainsi que la section 2.2.3 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques », risque 3A « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH ».

Cadre réglementaire

Commission de régulation de l'énergie - CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs importants : de proposition, consultatif et de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire). La CRE propose en particulier :

- aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité ainsi que le montant des contributions nettes qui s'y rapportent ;
- le prix de l'ARENH, après publication du décret précisant les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte pour le calcul du prix de l'ARENH.

Par ailleurs, il lui appartient de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées d'évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité et du tarif de cession aux entreprises locales de distribution.

La CRE est dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE).

Au titre de son pouvoir réglementaire supplétif, la CRE prend aussi des décisions en matière de raccordement aux réseaux et de définition des règles de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'ARENH.

La CRE est également investie de pouvoirs d'information et d'enquête très larges lui permettant d'obtenir communication de toute information qu'elle jugerait utile dans le cadre de l'exercice de ses missions, ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanctions exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte lui donne, en outre, la faculté de faire contrôler les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions, aux frais des entreprises contrôlées.

La loi organique n° 2017-54 du 20 janvier 2017 relative aux autorités administratives indépendantes et autorités publiques indépendantes et la loi n° 2017-55 du 20 janvier 2017 portant statut général des autorités administratives indépendantes et des autorités publiques indépendantes ont doté ces autorités, dont la CRE, d'un statut juridique commun et de règles relatives au mandat et à la déontologie de leurs membres ainsi qu'au fonctionnement, à l'organisation et au contrôle parlementaire de ces autorités.

1.4.2.1.2 Les contrats aux Tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité

Accès aux tarifs réglementés d'électricité

Concernant les modifications du cadre législatif et réglementaire et les mouvements tarifaires de l'année des TRV d'électricité en France (anciennement « tarifs bleus »), voir la section 6.1, note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

En 2024, les catégories de consommateurs suivantes peuvent demander à bénéficier des TRV d'électricité :

- consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation : ces clients ont droit aux TRV pour leur(s) site(s) d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Ils peuvent opérer librement des allers-retours entre les tarifs réglementés de vente et les offres de marché ;
- consommateurs finals non domestiques dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA : seuls les consommateurs ayant moins de 10 salariés et un chiffre d'affaires, un total de recettes ou de bilan inférieur à 2 millions d'euros, peuvent bénéficier des TRV ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leur(s) site(s) situé(s) en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients ont droit aux TRV.

À la suite de l'adoption de la loi dite « Brun » n° 2024-330 du 11 avril 2024, à compter du 1er février 2025, les consommateurs raccordés au réseau métropolitain continental éligibles aux TRV d'électricité pourront en bénéficier également pour leurs sites souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA, ce plafond ayant été supprimé des textes.

Cadre réglementaire

Tarifs bleus - mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

1.4.2.1.3 Les contrats de fourniture d'électricité en Offres de Marché

En France, l'ensemble des clients résidentiels et non résidentiels peuvent également choisir une offre de marché proposée par tout fournisseur, y compris EDF.

À l'exception des clients raccordés directement au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients peuvent conclure un contrat unique avec le fournisseur de leur choix. À ce titre, un commissionnement est versé par le distributeur à tout fournisseur qui offre un contrat unique à ses clients puisqu'il remplit, ce faisant, des prestations de gestion de clientèle pour le compte du distributeur.

La qualité de la fourniture, qui est de la responsabilité du distributeur, est suivie régulièrement dans le cadre des contrats avec les distributeurs. EDF suit l'impact des coupures et de la qualité de la fourniture sur ses clients ainsi que leur satisfaction. L'objectif est de travailler avec le distributeur dans une démarche d'amélioration continue.

1.4.2.2 Les activités de la Direction Commerce

La Direction Commerce d'EDF regroupe l'ensemble des activités de vente d'électricité, de gaz et de services associés en France métropolitaine continentale. Elle assure également toutes les activités de gestion clientèle, notamment la gestion des demandes clients arrivant par tous les canaux (téléphone, courriel...), la gestion des réclamations, la facturation et le recouvrement. Ces activités concernent tous les segments de clients : particuliers, professionnels, entreprises et collectivités. Pour les plus grands clients (industriels et tertiaires), les prestations de services énergétiques sont commercialisées et réalisées principalement par Dalkia, filiale d'EDF.

Pour réaliser ses activités, la Direction Commerce s'appuie sur des fondamentaux reconnus :

- la confiance de ses clients qu'elle cherche toujours à renforcer ;
- la présence territoriale au travers de ses 6 900 conseillers clientèle, tous basés en France, de ses 8 Directions Commerciales Régionales et de la Direction Grands Comptes ;
- l'innovation permanente dans les domaines du numérique, de la mobilité électrique, des solutions d'autoconsommation ou encore des flexibilités électriques.

EDF est devenue, en 2021, le premier énergéticien à obtenir la certification « Relation Client France » mise en place par l'Association française de la relation client (AFRC) et l'Association Pro France. Cette certification reconnaît les entreprises françaises qui font le choix d'implanter l'intégralité de leur service client en France et qui s'engagent dans les territoires au travers d'actions dans les domaines de l'insertion locale, de la formation et de l'inclusion.

1.4.2.2.1 L'activité par catégorie de clients

1.4.2.2.1.1 Les clients Particuliers

La satisfaction et la confiance des clients particuliers sont une priorité pour EDF. Selon le Baromètre sur Image, environ 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation après un contact téléphonique avec EDF. EDF compte parmi les entreprises préférées des Français. Les baromètres d'image montrent que 2 clients sur 3 font confiance à EDF pour les accompagner dans la maîtrise de leurs consommations énergétiques. Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie publié en 2024, EDF présente par ailleurs l'un des taux de litiges les plus faibles du marché, en 4e position à 44, soit +2 pts par rapport à 2022 (67 en moyenne sur l'ensemble des fournisseurs). L'expérience client offerte est à la fois humaine (via ses conseillers tous basés en France et joignables par téléphone et tchat) et numérique (espace client, tchat, *web call back*, application mobile EDF&Moi, réseaux sociaux...).

La fourniture d'énergies

La fourniture d'électricité

EDF fournit de l'électricité au TRV et propose également une gamme complète d'offres de marché en électricité, adaptées aux attentes et besoins des clients.

Pour le TRV en 2024, de nombreux clients ont continué de souscrire à l'option TEMPO, permettant de faire des économies en déplaçant les consommations au meilleur moment et notamment les jours de tension sur le système électrique.

Pour les offres de marché, la gamme est structurée autour de deux types d'offres :

- la gamme d'offres « Vert Électrique » permet de financer et soutenir des moyens de production d'énergie renouvelable à hauteur de la consommation des clients grâce aux garanties d'origine (« Vert Électrique », « Vert Électrique Week-end », « Vert Électrique Auto », et « Vert Électrique Régional » qui est labellisée « VertVolt » en 2024 par l'ADEME) ;
- la gamme « Zen Électrique » permet aux clients de disposer d'offres de fourniture adaptées à leur profil de consommation et leur mode de vie (« Zen Week-end », « Zen Week-end Plus »). En 2023, la gamme s'est enrichie avec l'option Flex de l'offre Zen Week-end, une option d'effacement intégrée à la fourniture, incitant les clients à déplacer leurs consommations notamment les jours de tension sur le système électrique. Depuis 2024, une nouvelle offre est disponible et est particulièrement demandée par les clients, Zen Fixe, une offre à prix fixe du kWh (part énergie) pour deux ans.

La fourniture de gaz

EDF accompagne ses clients dans la maîtrise et la réduction de leurs consommations et donc des émissions en CO_2. Depuis 2023, la gamme d'offres de marché en gaz a été rationalisée via la fourniture des offres « Avantage Gaz » avec un prix du kWh fixe pendant 2 ans. L'offre, « Avantage Gaz Optimisé », indexée sur le tarif réglementé du gaz, est désormais indexée sur le prix de référence de la CRE dans le cadre de la fin du tarif réglementé du gaz. La commercialisation de cette offre a permis aux clients de bénéficier du bouclier tarifaire gaz.

Le suivi de consommation

En lien avec ses offres de fourniture, EDF accompagne ses clients pour qu'ils puissent suivre, comprendre et ainsi réduire leurs consommations d'énergie dans la durée. L'objectif est de les inciter à réaliser des économies d'énergie avec les solutions numériques « Mes Éco et Moi ». Les clients qui consultent plus de 2 à 3 fois par mois leur Suivi conso peuvent ainsi réaliser en moyenne 10 % d'économies d'énergie. Les outils de suivi de consommation, notamment l'application « EDF&Moi », rencontrent un succès croissant avec plus de 210 millions de visites sur l'année à fin décembre 2024. Des évolutions arrivent progressivement depuis début novembre et sur les prochains mois pour faciliter la compréhension et la navigation des clients dans l'application EDF&Moi, ainsi le pilotage des usages (dit Energy Management) est disponible et progressivement enrichi pour permettre aux clients EDF d'optimiser au mieux leurs usages et ainsi mieux piloter leur facture d'énergie.

Une gamme de services pour répondre aux besoins de nos clients

EDF propose une large gamme de solutions permettant d'accompagner chaque ménage dans la maîtrise de sa facture énergétique, la maîtrise de ses consommations, la décarbonation de ses consommations et la maîtrise de son confort :

- des solutions de dépannage, d'assurance et de télésurveillance pour l'ensemble des clients :
  - la gamme Assistance Dépannage, en partenariat avec AXA, qui permet aux clients de bénéficier d'un service d'assistance en cas de panne sur leurs équipements (électriques, de télécom, de plomberie…), et qui se décline en 5 forfaits différents proposés en fonction des besoins et de la situation du client,
  - Assurénergie+, également en partenariat avec AXA, qui est un contrat d'assurance facture. En cas d'accident de la vie (ex. hospitalisation, perte d'emploi, etc.), le client reçoit, sous certaines conditions, une indemnité égale au montant mensuel estimé de ses factures d'énergie lors de la souscription, pendant un an maximum et dans la limite des plafonds contractuels. En complément, il peut aussi bénéficier de services d'aide à la personne adaptés à sa situation pour faciliter le quotidien,
  - depuis 2019, EDF met également en relation ses clients avec son partenaire EPS [1] en cas d'intérêt pour une offre de télésurveillance,
- un accompagnement spécifique à des moments-clés de la vie des clients :
  - lors des déménagements, en mettant à leur disposition des conseils et une checklist pour leur faciliter leur déménagement. Les clients qui souscrivent un contrat d'énergie auprès d'EDF ont aussi accès à des bons plans négociés avec des partenaires de premier plan en lien avec le déménagement, l'électroménager, la décoration ou encore les travaux,
  - des offres ciblées comme les « Extras d'EDF » pour les jeunes afin de les aider à faire des économies sur leur contrat d'électricité et leur offrir des cadeaux pour les aider dans leur emménagement,
- des solutions portées également par nos filiales [2] pour aider nos clients en Offres de Marché, dans leur logement, à consommer moins, consommer mieux et à décarboner tout en électrifiant leurs usages, qu'il s'agisse :
  - d'offres de rénovation énergétique des logements, notamment d'isolation ou de rénovation énergétique globale par IZI by EDF,
  - d'offres de remplacement et d'entretien de systèmes de chauffage, avec un effort particulier bien sûr sur la pompe à chaleur par IZI by EDF et IZI Confort,
  - d'offres d'installation de bornes de recharge en maison individuelle comme en copropriété par IZI by EDF,
  - du pilotage du chauffage des radiateurs non connectables sur l'application EDF&Moi grâce au thermostat Sowee by EDF ou encore de solutions de financement des travaux, soit par le système des CEE via les primes Énergie d'EDF, soit via des prêts bonifiés portés par Domofinance.

La production de certificats d'économies d'énergie (CEE)

Cadre réglementaire

Mis en place en 2006, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a évolué au 1er janvier 2022 avec la mise en place de la cinquième période du dispositif après une quatrième période (2018-2021) qui visait une obligation totale de 2 133 TWhcumac.

La cinquième période des CEE (qui court de 2022 à 2025) accroît l'efficience du dispositif (forte baisse des bonifications, contrôles des opérations avant dépôt, accent mis sur la rénovation globale des logements, renforcement des programmes nationaux CEE), renforce ce dernier en faveur des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) tout en accentuant l'effort pour les fournisseurs d'énergies carbonées. L'obligation nationale est fixée à 2 500 TWhcumac pour la période dont 730 TWhcumac d'obligation « précarité », cette dernière étant en hausse significative par rapport à celle de la 4e période. Au 1er janvier 2023, cette obligation a été encore renforcée pour la période de +600 TWhc (total donc de 3 100 TWh pour la 5e période) dont +400 TWhc d'obligation « précarité » (total donc à 1 130 TWhc d'obligation « précarité »).

EDF, en tant qu'acteur obligé de la réglementation relative aux certificats d'économie d'énergie, encourage les particuliers à réaliser des économies d'énergie. Elle promeut notamment la rénovation énergétique de l'habitat via ses réseaux de « Partenaires Économies d'Énergie » et de distributeurs. En outre, via le site www.prime-energie-edf.fr, tous les particuliers peuvent directement recevoir une prime financière de la part d'EDF, après avoir réalisé des travaux d'efficacité énergétique à leur domicile [3].

La politique de solidarité

L'engagement du groupe EDF en matière d'accompagnement des clients les plus précaires et les plus fragiles est très ancien. La politique d'EDF en la matière vise :

- à prévenir les situations de précarité énergétique ou de difficulté de paiement des factures par le conseil, la mise à disposition d'outils de maîtrise des consommations, la facilitation de la réalisation de travaux de rénovation énergétique ;
- à accompagner au mieux les clients qui rencontrent des difficultés pour trouver, en lien avec nos partenaires, les solutions les plus adaptées.

(1) EPS : société EPS, leader de la télésurveillance en France. Pour en savoir plus : www.homiris.fr/fr/a-propos.html
(2) Ces offres peuvent être proposées par les conseillers clients EDF, dans le respect des consignes juridiques liées au droit de la concurrence et de l'Autorité de la concurrence.
(3) Sous réserve de répondre aux exigences strictes de la réglementation des CEE en vigueur et d'avoir transmis les justificatifs requis.

Pour ce faire, des moyens significatifs sont mobilisés afin que cette politique soit une réalité sur le terrain, et EDF reste un acteur singulier parmi les fournisseurs d'énergie sur cette dimension. Ainsi, EDF a été le premier fournisseur, fin 2021, à accompagner ses clients particuliers en situation d'impayés en mettant fin aux coupures d'alimentation en électricité tout au long de l'année (sauf exceptions résiduelles). Avec cette mesure, EDF est allée plus loin que les obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure ne s'applique pas en cas d'impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement. Voir la section 3.3.5.2 « Lutte contre la précarité énergétique ».

Le plan Décarbonation

Depuis la crise énergétique, EDF en tant que fournisseur d'économies d'énergie, accompagne ses clients dans leur souhait de maîtriser leurs factures énergétiques en encourageant l'adoption de comportements plus sobres : gestes utiles, modulation et/ou l'effacement de sa consommation, utilisation d'outils de suivi, etc.

L'enjeu pour EDF est d'accompagner ses clients dans l'électrification de leurs usages et ainsi contribuer à leur décarbonation via le passage des énergies fossiles à une électricité bas carbone, ce bien étant le principal levier pour atteindre les objectifs de neutralité carbone souhaitée par la France et l'Union européenne à horizon 2050.

Dans ce cadre et en 2024, EDF a déployé un plan d'actions reposant sur trois piliers :

- **sensibiliser et montrer que l'électricité est un levier d'économies €/CO_2** notamment au travers de l'application EDF&Moi enrichie de nouvelles fonctionnalités d'Energy Management (pilotage des usages électriques) ou encore en offrant la possibilité aux clients et prospects de déterminer un plan d'actions personnalisé de performance énergétique de leur logement ou futur logement via le simulateur Mes Ecos&Moi ;
- **inciter les clients à passer à l'action** au travers d'une incitation financière supplémentaire telle que la surprime financée par EDF pour toute installation d'une pompe à chaleur ou encore en permettant au plus grand nombre de piloter leur chauffage grâce à la solution *retrofit* offerte par le thermostat (pour chauffage électrique) « Sowee by EDF » commercialisé par les conseillers EDF ;
- **proposer un accompagnement client** avec plus de contenus disponibles sur le site web particulier.edf.fr autour des solutions d'économies d'énergie et des aides financières disponibles et en proposant aux clients, sur rendez-vous des bilans personnalisés pour s'assurer de l'adaptation de leur contrat, déceler des besoins d'équipements, ou les informer des possibilités de décarboner leurs usages.

Ce plan a été soutenu par un programme de promotion des usages performants de l'électricité, au travers de contenus, de prises de parole et de campagnes de communication orientés tels que les campagnes sur la surprime EDF en cas d'installation d'une pompe à chaleur ou la campagne sur le pilotage du chauffage électrique.

1.4.2.2.1.2 Les clients du marché d'affaires

Acteur ancré dans les territoires, EDF accompagne ses clients entreprises et collectivités dans leurs ambitions en matière de performance durable, de compétitivité et de décarbonation en lien avec l'objectif national de neutralité carbone. EDF propose une large gamme d'offres de fourniture d'électricité et de gaz ainsi que des offres de services.

Les offres d'EDF

EDF propose des contrats simples de fourniture d'électricité et de gaz associés à des services de gestion et des conseils sur les éco-gestes. Pour les clients ayant des consommations plus importantes, il est possible de personnaliser leur contrat (durée, prix fixe ou indexé) en fonction de leurs attentes et de la visibilité de leurs budgets. Enfin, EDF accompagne les clients ayant les plus fortes consommations avec des offres personnalisées et le cas échéant, une valorisation de leur capacité d'effacement.

À travers la structure de ses offres, EDF incite ses clients à optimiser leurs consommations et les déplacer vers les heures de moindre tension du système électrique. EDF propose, par exemple, une différenciation des prix entre heures pleines et heures creuses, ou entre prix d'été et prix d'hiver, ainsi que l'option Sobriété qui comprend un poste de pointe mobile incitant à diminuer sa consommation pendant les heures les plus tendues. Pour les clients professionnels, EDF propose également une offre innovante à prix réduits le soir après 20 heures, ainsi que les week-ends et jours fériés.

EDF dispose d'une gamme enrichie de solutions et services à destination de tous les clients, grandes ou petites entreprises et collectivités, comme les solutions d'assistance dépannage à destination des TPE/PME et l'accompagnement des entreprises autour du génie électrique (visant à sécuriser les installations électriques intérieures des clients).

Dans le cadre de l'évolution de sa politique commerciale, EDF DOAAT (Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading*) propose aux enchères des rubans annuels de moyen terme de maturités 4 à 5 ans, permettant à EDF Commerce et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats apportant visibilité et stabilité aux clients à ces horizons. Dans ce cadre, EDF Commerce propose désormais des offres de fourniture de détail de moyen terme, jusqu'à 5 ans. En 2024, EDF a signé environ 4 720 contrats relevant de ce type d'offres de moyen terme, pour un volume de l'ordre de 21,9 TWh dont 50 % sur une durée de 5 ans. Ces offres ont été signées sur l'ensemble du portefeuille, sur tous volumes de consommation, et tous secteurs d'activité (en volume, 57 % sur l'industrie, 42 % sur le tertiaire). Par ailleurs, EDF propose à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme "at cost at risk", d'une durée minimale de 10 ans, adossés au parc nucléaire historique (contrats d'allocation de production nucléaire). À ce jour, 8 lettres d'intention et 2 contrats fermes ont été signés.

La plupart des offres de service proposées par le groupe EDF ont pour objectif d'accompagner les clients dans leur démarche de décarbonation et de réduction de leurs factures au travers des actions suivantes :

Adapter sa façon de consommer et conduire son activité pour consommer moins et/ou au bon moment

En parallèle des encouragements à l'électrification des usages en remplacement des énergies fossiles, EDF sensibilise les clients à la sobriété durable au travers des écogestes, et propose à tous les segments de clients des outils de suivi de consommation.

Transformer, changer ou faire évoluer ses équipements et process consommateurs d'énergies

EDF propose des audits et conseils pour améliorer l'efficacité énergétique, le management d'énergie ou encore la mise en œuvre de la certification ISO 50001. EDF accompagne notamment ses clients dans leurs projets de substitution ou électrification des usages. Par exemple, concernant la mobilité électrique, en lien avec sa filiale IZIVIA, EDF propose des conseils d'aide au dimensionnement des installations de bornes électriques de recharge et des services associés. EDF a par ailleurs noué plusieurs partenariats avec des constructeurs et des leaders du secteur automobile. EDF propose également des conseils en matière de récupération de chaleur ou de froid pour les industriels disposant de process adaptés.

Développer son mix énergétique vers davantage de production renouvelable et/ou locale

EDF propose à tous ses clients, et pour toutes ses offres d'électricité, une option qui garantit qu'une production d'électricité d'origine renouvelable correspondant à un pourcentage de leur consommation est injectée sur le réseau. EDF facilite la communication de ses clients sur leur engagement dans la transition énergétique. EDF développe également, à destination de ses plus grands clients, avec sa filiale Agregio Solutions, des solutions de type PPA (*Power Purchase Agreement*) réalisées à partir d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable. Enfin, EDF propose des solutions d'autoconsommation photovoltaïque optimisées selon le besoin d'électricité. Elles sont complétées par une palette de services associés tels que le financement, la maintenance, la supervision et le suivi de performance, en lien avec sa filiale EDF Solutions Solaires. EDF propose également à ses clients autoconsommateurs des offres de complément de fourniture d'électricité spécialement adaptées à leur profil. Elles leur permettent de maximiser leurs économies liées à l'autoproduction et, le cas échéant, au pilotage de leur consommation.

La production de certificats d'économies d'énergie (CEE)

EDF encourage ses clients industriels, tertiaires, collectivités et bailleurs sociaux à faire des économies d'énergie au travers de la réalisation de travaux :

- d'efficacité énergétique et de décarbonation sur les process industriels, entre autres grâce à l'électrification des usages ;
- de rénovation, d'isolation ou de pilotage des systèmes énergétiques des bâtiments collectifs et tertiaires.

EDF participe à la lutte contre la précarité en accompagnant les bailleurs sociaux dans la rénovation de leur parc immobilier et la diffusion des éco-gestes auprès de leurs locataires.

Par ailleurs, au travers des financements de programmes CEE, EDF participe notamment à :

- la sensibilisation des plus jeunes à la transition écologique ou à l'éco-mobilité ;
- l'information, la formation et au développement de l'innovation en faveur de la maîtrise de la demande énergétique auprès des industriels ou des PME.

EDF contribue également, par le biais de ces programmes, au fonds de garantie pour la rénovation énergétique [1].

La satisfaction clients

Depuis de nombreuses années, EDF place la satisfaction de ses clients au cœur de ses priorités. Dans un contexte en forte évolution, EDF a conduit des transformations majeures pour améliorer significativement, et en continu, l'expérience client et la qualité de service délivrée.

Des dispositifs de mesure de la satisfaction sont mis en place aux différentes étapes de la relation avec les clients (satisfaction globale, *Net Promoter Score*, score d'effort client) mais aussi auprès des clients qui n'ont pas sollicité EDF (baromètre). Le but est de mesurer leurs attentes dans les domaines de la fourniture d'énergie, de services, d'informations et d'accompagnement, afin de mettre en place des plans d'action lorsque cela est nécessaire. Ces démarches ont abouti à une augmentation significative de la satisfaction des clients sur quasiment tous les segments dans les cinq dernières années. En 2024, 88 % des clients se déclarent satisfaits ou très satisfaits d'EDF.

L'action d'EDF auprès des clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, entreprises locales de distribution (ELD) et tertiaire public

En matière de transition énergétique, EDF répond de manière adaptée aux besoins des collectivités et établissements publics à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS [2], ports et aéroports). Le groupe EDF agit dans les domaines suivants :

- la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché répondant à leurs problématiques énergétiques ;
- le développement d'offres et de services en matière de transition énergétique : Plan climat air énergie territorial, écoquartiers, production locale, éclairage public, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments... ;
- par ailleurs, au titre de ses missions de service public, EDF est en charge de :
  - > la signature des contrats de concession pour la mission de fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - > la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - > la lutte contre la précarité énergétique.

S'agissant de la maîtrise des consommations d'énergie, des conventions sont signées avec des collectivités territoriales. Elles visent à les accompagner sur leur territoire dans la réalisation d'actions spécifiques en matière de transition énergétique et d'énergies renouvelables. Un dispositif d'accompagnement destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2023, 188 275 logements ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation, dont 9 502 ont bénéficié d'une aide majorée grâce au dispositif « coup de pouce ».

1.4.2.2.2 Pour une ville et des territoires durables

Les villes et territoires doivent concilier attractivité territoriale et développement responsable. Le groupe EDF répond aux besoins des acteurs du développement des territoires. Il identifie les différentes solutions et services énergétiques possibles, compte tenu des caractéristiques techniques et économiques des projets. L'objectif est de les accompagner dans la transition énergétique et la décarbonation de leurs usages. En région, 45 Directeurs de Développement sont présents sur l'ensemble des territoires. L'objectif est de répondre au mieux aux besoins des métropoles, communautés urbaines, villes moyennes et rurales.

Le groupe EDF a développé une gamme d'offres de conseil qui permet de :

- concevoir un quartier bas carbone ;
- dresser une stratégie de rénovation d'un parc de bâtiments à partir d'une stratégie patrimoniale ;
- construire un plan d'électrification de flottes de véhicules ou d'implantation de bornes avec sa filiale IZIVIA ;
- installer des panneaux photovoltaïques avec sa filiale EDF solutions solaires ou d'autres partenaires.

1.4.2.2.3 Protection des données clients

Une attention particulière est portée à la protection des données clients d'EDF, et plus globalement à la protection de son patrimoine informationnel. Elle vise notamment la conformité des traitements des données à caractère personnel en application du règlement général sur la protection des données (RGPD). Des contrôles réguliers sont réalisés chaque année, tant sur la protection du patrimoine que sur la sécurité des systèmes d'information.

EDF maintient à jour une classification des informations et documents en regard de leur confidentialité afin de mettre en œuvre les mesures de sécurité les plus adaptées. L'ensemble des conseillers clientèle est régulièrement sensibilisé et formé afin de pouvoir répondre aux demandes relatives à la protection des données personnelles et notamment l'exercice des droits. Les plus complexes sont gérées conjointement avec l'Interlocuteur Informatique & Liberté (I2L) et le Délégué à la Protection des Données (DPO).

(1) Mentionné à l'article L. 312-7 du Code de la construction et de l'habitation.
(2) Centre régional des œuvres universitaires et scolaires.

1.4.3 Activités d'optimisation en France

L'électricité ne se stocke pas : aussi, EDF doit fournir, à chaque instant, la juste quantité d'électricité correspondant à la demande de ses clients. Les activités d'optimisation ont pour but de prévoir cette demande et d'effectuer les arbitrages nécessaires entre les ressources disponibles pour la satisfaire (moyens de production, contrats d'approvisionnement long terme, achats sur les marchés de gros, etc.). L'optimisation de la production d'EDF consiste également à couvrir les risques physiques, financiers et de marché.

Cadre réglementaire

Marchés de gros de l'énergie - règlement REMIT

Le règlement (UE) n° 1227/2011 modifié, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie, entré en vigueur le 28 décembre 2011, vise à garantir la confiance des acteurs de marché et des consommateurs dans l'intégrité des marchés de gros de l'électricité et du gaz. Le règlement n° 2024/1106 du 11 avril 2024, venu amender récemment le règlement REMIT, a renforcé la surveillance des marchés en faisant peser de nouvelles obligations sur les acteurs de marché. Des textes d'application sont encore attendus.

Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie doit favoriser une concurrence ouverte et loyale sur ces marchés afin, notamment, que les prix fixés sur ces marchés reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande. Le règlement interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marché et crée une obligation de publication des informations privilégiées, telle que définie au sens de REMIT.

L'ACER, Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, a notamment pour mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché. L'ACER recueille en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des interventions du marché de gros de l'énergie.

Les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la Commission de régulation de l'énergie – CRE – en France) ou, s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité.

Enfin, au niveau national, les autorités de régulation nationales collaborent et peuvent surveiller les échanges de produits énergétiques de gros. Les États membres déterminent le régime des sanctions applicables aux violations de REMIT.

En France, la réglementation applicable est aujourd'hui codifiée au Code de l'énergie, notamment :

- l'article L. 131-2 du Code de l'énergie prévoit que la CRE surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz et garantit notamment le respect des interdictions relatives aux abus de marché et de l'obligation de publier les informations privilégiées détenues par les acteurs de marché ;
- les articles L. 135-1 à L. 135-16 relatifs aux procédures d'enquêtes et de contrôle par la CRE, et ses compétences en matière de recueil d'information pour l'accomplissement de ses missions ;
- les articles L. 134-19 à L. 134-24 relatifs aux procédures devant le CoRDiS de la CRE.

1.4.3.1 Rôle et activités de la Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading* (DOAAT)

La gestion de l'équilibre offre/demande d'électricité au sein d'EDF se décline jusqu'au temps réel, dans le cadre fixé par les politiques de risques, élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques du Groupe et validées par le Comité exécutif d'EDF. Voir la section 2.2.4 « Risques financiers et de marché », risque 4A « Risque marchés énergies ».

Les aléas climatiques sont dimensionnants pour cette gestion. Ainsi, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne en moyenne une hausse de la consommation d'électricité en France de l'ordre de 2 400 MW [1]. Le portefeuille d'EDF porte une grande partie de cette thermo-sensibilité. Par ailleurs, en fonction de l'hydraulicité, l'amplitude de production hydraulique au périmètre d'EDF entre deux années extrêmes peut atteindre une vingtaine de térawattheures.

Sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine continentale, la DOAAT assure vis-à-vis de Réseau de transport d'électricité (RTE) le rôle de « responsable d'équilibre ». L'optimisation consiste à proposer à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande, permettant d'assurer la sécurité physique d'approvisionnement à l'échelle de son périmètre tout en minimisant les risques et le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF.

La DOAAT s'assure, à tous les horizons de temps, qu'elle dispose des moyens qui lui permettront de faire face à ses engagements. Pour cela, elle dispose d'un ensemble de leviers d'action :

- programmation des opérations de maintenance des moyens de production (notamment nucléaires) ;
- gestion des stocks (combustibles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients) ;
- achats et ventes sur les marchés de gros via EDF Trading chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT. Voir la section 1.4.6.4 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ».

La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'électricité et des combustibles (gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émission de CO_2, en s'appuyant sur EDF Trading.

(1) Source RTE.

1.4.3.2 Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de contrats d'achat ou de vente d'énergie avec des opérateurs européens. Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, sur la durée d'exploitation de l'installation. Voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » ou
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

1.4.3.3 Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

Voir la section 6.1, note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 ainsi qu'à la section 1.4.2.1.1 « La concurrence ».

1.4.3.4 Mécanisme de capacité

Voir la section 6.1, note 5.1 « Chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

1.4.3.5 Périmètres d'équilibre et de capacité dédiés aux obligations d'achat (OA) et ventes sur les marchés

Cadre réglementaire

EDF est acheteur obligé de l'électricité produite par les installations de production dont le gouvernement souhaite soutenir le développement au moyen d'un contrat d'achat (sources d'énergies renouvelables et cogénérations présentant une efficacité énergétique). En application de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014, l'ensemble de l'électricité ainsi achetée est géré dans un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous contrat d'obligation d'achat (OA) mis en place le 1er juillet 2015. Les surcoûts pour EDF de cette obligation sont compensés par le budget de l'État sur la base d'une référence aux prix de marché de l'électricité (notion de « coût évité »), conformément à la législation (article L. 121-7 du Code de l'énergie). Depuis le 1er janvier 2017, les coûts de gestion de cette mission de service public sont eux aussi compensés.

La DOAAT organise la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie. La gestion de ce périmètre est totalement indépendante de celle du portefeuille d'EDF. Les volumes d'électricité sous OA prévisibles à long terme (la part dite « quasi certaine » des OA) sont vendus par des appels d'offres transparents et non discriminatoires. Les volumes d'électricité sous OA prévisibles à court terme (la veille pour le lendemain, dits « part aléatoire des OA ») sont vendus sur EPEX Spot.

De même, sur un périmètre dédié aux obligations d'achat, la DOAAT procède à la certification des capacités des installations de production sous OA, aux nécessaires rééquilibrages et à la vente sur le marché des garanties de capacité associées.

1.4.4 Activités régulées de transport et de distribution en France

Les activités de transport et de distribution d'électricité en France hexagonale relèvent du gestionnaire de réseaux de transport (RTE) pour la haute et très haute tension et des gestionnaires de réseaux de distribution (Enedis et les entreprises locales de distribution – ELD – dans leurs zones de desserte exclusives respectives) pour la moyenne et basse tension.

RTE, gestionnaire de réseau de transport indépendant suivant le modèle « Independent Transmission Operator » en droit communautaire, et Enedis sont gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

1.4.4.1 Transport – RTE, Réseau de transport d'électricité

106 550 km	**10 400**	**383 TWh**	**2,6 Mds€**
de lignes à haute et très haute tension en 2024 (1)	collaborateurs (dont environ 500 alternants)	de soutirages en 2024 (corrigés de l'effet météo)	d'investissements en 2024

(1) Tous niveaux de tension, y compris en courant continu, et tous types de pose, y compris le réseau immergé.

Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er septembre 2005, RTE, Réseau de transport d'électricité est le propriétaire et gestionnaire du réseau public de transport d'électricité français, qu'il exploite, entretient et développe. À fin 2024, avec 98 210 kilomètres de lignes aériennes, plus de 7 800 kilomètres de lignes souterraines, 540 km de lignes sous-marines, environ 2 870 postes électriques en exploitation ou coexploitation et une cinquantaine de liaisons transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe continentale. Son positionnement géographique particulier le place au cœur du système électrique européen.

Garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique, RTE assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau. En tant qu'opérateur industriel de la transition énergétique, neutre et indépendant, RTE optimise et transforme son réseau pour raccorder les nouvelles installations de consommation et de production. RTE, par son expertise et ses études prospectives, éclaire les choix des pouvoirs publics.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF au 31 décembre 2024, via la société Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE). Ses conditions spécifiques de gouvernance conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence.

1.4.4.1.1 Gouvernance de CTE et de RTE

CTE

CTE est une société anonyme à Conseil d'administration, détenue à hauteur de 50,1 % par EDF, de 29,9 % par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) et de 20 % par CNP Assurances [1]. Elle détient 100 % du capital social de RTE. Conformément à ses statuts, CTE a pour objet exclusif l'acquisition et la détention des titres de la société RTE, et généralement, toutes opérations commerciales, financières, mobilières et immobilières se rattachant directement, ou indirectement, à son objet ou pouvant en faciliter la réalisation et en stimuler le développement.

Le Conseil d'administration de CTE est composé de huit membres nommés pour une durée de six ans, dont quatre représentants d'EDF, deux représentants de la CDC et deux représentants de CNP Assurances. Le Contrôleur général de la conformité de RTE assiste au Conseil d'administration de CTE.

RTE

RTE est une société anonyme à Conseil de surveillance et Directoire. Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres nommés pour cinq ans. Six sont représentants de l'actionnaire CTE, deux sont nommés en vertu des articles 4 et 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique (l'État et un membre du Conseil nommé sur proposition de l'État), et quatre sont représentants des salariés.

D'autres personnes participent aux séances du Conseil de surveillance sans en être membre :

- un Commissaire du Gouvernement ;
- un représentant du Contrôle général économique et financier (CGEFi) ;
- le Secrétaire du Comité social et économique central (CSE-C) de RTE ;
- le Contrôleur général de la conformité de RTE ;
- les membres du Directoire de RTE [2] ;
- le Secrétaire du Conseil de surveillance.

Le Directoire de RTE est constitué de cinq membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans les limites fixées par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

1.4.4.1.2 Activités de RTE

RTE assure sur le territoire français métropolitain continental la gestion du réseau public de transport et l'équilibre entre offre et demande d'électricité. RTE exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret applicable jusqu'en 2051.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport, garantit l'accès au réseau de transport et gère les flux d'énergie pour assurer l'équilibre du système électrique.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité :

- d'une part, il lui revient d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, dans un contexte d'évolution importante et déjà visible du système électrique français et européen interconnecté dont l'intégration se poursuit ;
- d'autre part, il lui incombe de maintenir à niveau son outil industriel et d'assurer son évolution pour répondre aux besoins de la collectivité et des consommateurs. À ce titre, le plan de développement du réseau à horizon 2040, que publiera prochainement RTE, définit la stratégie d'évolution du réseau pour accueillir de nouvelles infrastructures décarbonées (nouveaux moyens de production et nouveaux consommateurs), renouveler le réseau existant et l'adapter aux conséquences du changement climatique.

Analyses relatives au système électrique

Analyses sur le bilan de la France en matière d'électricité 2024

Début 2025, RTE a publié ses analyses sur son bilan de l'année 2024 en matière d'électricité, après une analyse intermédiaire du premier semestre 2024 publiée au mois d'août.

En France (Corse comprise), la consommation d'électricité corrigée des conditions météorologiques a atteint 449,2 TWh [3] sur l'année 2024, soit un niveau légèrement supérieur (+3 TWh, soit +0,7 % [4]) à celui de 2023. Elle demeure ainsi en retrait par rapport à ses niveaux d'avant crise (-5 à -10 % selon les mois) mais le mouvement baissier engagé depuis la fin des années 2010 (progrès d'efficacité énergétique) et accentué par les crises de 2020 et surtout 2022 (sobriété et contraction de la demande par effet prix) semble désormais s'être interrompu.

La production d'électricité a également poursuivi son rétablissement après les crises de 2020 et 2022, avec un redressement rapide de la production nucléaire (361,7 TWh), une production hydraulique exceptionnelle, au plus haut depuis 2013 (74,7 TWh) et une croissance soutenue de la production des filières éolienne et solaire (70 TWh en 2024, contre 46 TWh en 2019). La production d'origine fossile a connu, en 2024, son niveau le plus faible depuis le début des années 1950 (19,9 TWh). Pour la première fois, elle représente un niveau cumulé inférieur à la production solaire (23,3 TWh). Ces conditions ont permis à la France d'établir un nouveau record d'exports nets d'électricité sur une année (le précédent record datant de 2002 avec 78 TWh) : en 2024, le solde net des échanges commerciaux français est exportateur à hauteur de 89 TWh. Ceci témoigne de la compétitivité de la production d'électricité bas carbone française (nucléaire et renouvelables), compétitive sur les marchés européens et qui est ainsi fréquemment sollicitée pour alimenter la consommation européenne.

La qualité de l'électricité fournie par RTE est estimée par deux indicateurs : le temps de coupure équivalent et la fréquence de coupure. Les valeurs pour 2024 de ces indicateurs sont encore provisoires. Avec les éléments disponibles à date, le temps de coupure équivalent serait de 2 min 31 s (l'objectif fixé par la CRE est de 2 min 48 s) et la fréquence de coupure de 0,43 (l'objectif fixé par la CRE est de 0,46).

Publication de l'étude sur les Perspectives pour la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'hiver 2024-2025

RTE a publié le 13 novembre 2024 son étude annuelle et prévisionnelle du fonctionnement du système électrique durant l'hiver 2024-2025. Compte tenu de l'évolution des déterminants de la sécurité d'approvisionnement indiqués précédemment, les perspectives pour l'hiver vues du mois de novembre apparaissent très favorables, avec un faible risque de déséquilibre entre l'offre et la demande. Concrètement, le risque évalué l'hiver dernier et celui évalué pour cet hiver de façon probabiliste en entrée d'hiver 2024-2025 constituent ainsi les plus faibles depuis une dizaine d'années. En cas de difficulté ponctuelle durant l'hiver, le dispositif EcoWatt demeure pleinement opérationnel et sera activé en priorité, en complément des autres dispositifs « post-marchés ».

(1) Dont 0,96 % détenu par sa filiale CNP Retraite.
(2) Hors *executive session*.
(3) Valeur non définitive.
(4) Ces valeurs intègrent les volumes d'électricité autoconsommée en France.

Stratégie de développement du réseau et investissements

SDDR

La stratégie d'investissements de RTE en 2024 s'est inscrite dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau (SDDR) actuellement en vigueur, publié le 17 septembre 2019. Elle s'est également inscrite dans la préparation et l'anticipation du prochain SDDR qui sera publié au début de l'année 2025.

Ce document exposera les nouveaux principes de la trajectoire industrielle de RTE et les évolutions à apporter pour atteindre les nouveaux objectifs du gouvernement en matière d'accélération de la décarbonation, de réindustrialisation et d'adaptation au changement climatique.

Chaque année, RTE élabore un programme annuel d'investissements soumis à la CRE pour approbation. Le programme d'investissements 2025 doit permettre à RTE de poursuivre l'augmentation de son rythme d'investissement et la préparation des nouveaux projets en vue d'une accélération très significative dans la seconde moitié de la décennie 2020. En 2024, le montant total des investissements réalisés par RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 2 585 millions d'euros. Le montant du programme d'investissements pour 2025 de l'ordre de 3,5 milliards d'euros est soumis pour approbation à la CRE.

Principaux investissements 2024

- Poursuite du raccordement des énergies renouvelables (EnR), notamment au travers de l'avancement des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) (1).
- Augmentation de la capacité d'échange aux frontières avec la poursuite de travaux débutés en 2023 sur les futures interconnexions avec l'Espagne (Golfe de Gascogne) et l'Irlande (Celtic).
- Poursuite des principaux plans de renouvellement des infrastructures notamment la reconstruction de Postes sous enveloppe métallique (Plan PSEM) et le remplacement de supports en acier noir en zone de corrosivité forte (Plan Corrosion).

Prévisions d'investissements 2025-2028

Dans un contexte de tension sur les approvisionnements, le programme d'investissements 2025 et sa projection au cours des prochaines années constituent désormais un document important au titre du signal qu'il envoie aux fournisseurs de matériels quant à la réalité de l'activité à laquelle ils vont être confrontés.

La trajectoire des dépenses d'investissements pour la période du TURPE 7 HTB est en forte croissance, avec en moyenne 4 700 millions d'euros par an d'investissements prévus sur cette période, soit une multiplication par 2,4 par rapport à la période précédente (2021-2024). Elle se caractérise notamment par la poursuite d'investissements importants pour répondre aux trois grandes priorités identifiées par RTE dans le SDDR qui sera prochainement publié : un programme sans précédent de raccordement (des consommateurs, en aval, et des renouvelables et du nouveau nucléaire, en amont), le renforcement du réseau (via l'adaptation de sa structure à très haute tension, qui organise les flux à l'échelle nationale et européenne) et son renouvellement dans une optique de résilience au changement climatique (dont les manifestations sont déjà présentes et vont s'accentuer).

Cadre réglementaire

Certification de RTE

Conformément au Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent être certifiés au terme d'un processus associant la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et la Commission européenne. Il vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait aux exigences d'indépendance de gestion par rapport à l'entreprise verticalement intégrée (EVI). RTE a obtenu la certification de la CRE en 2012 puis le 11 janvier 2018 (après changement d'actionnaire) en tant qu'ITO (*Independent Transmission Operator*).

Cette certification a été confirmée par la délibération de la CRE du 2 juillet 2020, consécutivement à la réorganisation des participations de la CDC.

Tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (TURPE transport)

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, le TURPE transport est défini par la CRE qui en fixe le cadre, la structure et le niveau.

Le sixième tarif transport (TURPE 6 HTB) a été fixé par délibération de la CRE du 21 janvier 2021 publiée au *Journal officiel* le 23 avril 2021 (dite « délibération TURPE 6 HTB »). Il a encadré :

- le niveau des ressources dont dispose RTE pour accomplir ses missions ;
- les tarifs d'utilisation du réseau, qui évoluent chaque année en fonction de l'inflation et des coûts exposés par RTE pour l'opération du système électrique ;
- le cadre de régulation applicable à RTE et, en particulier, la rémunération financière de ses actifs qui résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR) et d'un taux de rémunération. Ce taux a été fixé par la CRE à 4,6 % pour la période tarifaire 2021-2024. La BAR s'élève au 31 décembre 2024 à 17 milliards d'euros (2). Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (ces dernières sont rémunérées au taux de la dette, soit 2,4 % à partir de 2021 conformément au cadre tarifaire organisé par le TURPE 6). Voir la section 6.1, note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Par délibération n° 2023-01 du 5 janvier 2023, la CRE a fait évoluer le cadre de régulation incitative pour prendre en compte dans TURPE 6 HTB l'impact de la très forte hausse des prix de gros de l'électricité survenue à partir de l'hiver 2022-2023 sur l'activité de RTE. Cette évolution a notamment porté sur les modalités de partage des risques entre les utilisateurs du réseau et RTE sur les postes liés à la gestion du système électrique tels que les congestions réseaux, la contractualisation des réserves, la gestion de la tension.

En 2024, une évolution mécanique du TURPE 6 HTB de +4,99 %, prévue pour intervenir au 1er août 2024, a été reportée au 1er novembre 2024 par le gouvernement.

Par délibération n° 2025-02 du 6 janvier 2025, la CRE a proposé, pour 2025, une évolution exceptionnelle du TURPE HTB pour une entrée en vigueur au 1er février 2025. Ce mouvement tarifaire de +9,61 % vise à anticiper l'apurement du solde prévisionnel du compte de régulation des charges et produits (CRCP) de RTE constitué tout au long de la période de TURPE 6 HTB.

Par ailleurs, l'année 2024 a été marquée par la préparation du prochain TURPE 7 HTB et d'échanges techniques approfondis avec la CRE s'agissant du cadre de régulation tarifaire, de la structure tarifaire et du niveau du tarif. Ce futur tarif couvrira la période 2025 à 2028 et sera fixé par délibération de la CRE début 2025. Il devra permettre d'accompagner les besoins d'investissements de RTE pour assurer le renouvellement du réseau et son développement pour accueillir de nouveaux utilisateurs, dans un contexte de décarbonation et d'électrification de l'économie française, ainsi que le décrira le plan de développement du réseau à l'horizon 2040 qui sera prochainement publié par RTE.

(1) La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, dite « loi Grenelle II », missionne RTE pour accompagner le développement des énergies renouvelables par l'élaboration des Schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR), qui permettent d'intégrer les énergies renouvelables au système électrique, tout en assurant la sûreté du système et la maîtrise des coûts.

(2) Montant à valider par la CRE.

1.4.4.1.2.1 Maintenance de l'infrastructure de transport et gestion d'actifs

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport par des interventions de maintenance, de réhabilitation ou de renouvellement des ouvrages ainsi que de dépannage d'urgence.

L'intégration progressive des nouvelles technologies, en particulier le monitoring, permet :

- d'adapter les politiques techniques de renouvellement d'actifs ; et
- de développer la maintenance conditionnelle et prédictive via l'optimisation de la gestion des ressources en ciblant les opérations prioritaires et en limitant l'intervention au juste nécessaire.

La numérisation du réseau et le monitoring permettent d'établir un diagnostic à distance et de déployer les nouvelles technologies de maintenance (drones, visualisation 3D, réalité augmentée...). En complément, les outils de test et de simulation facilitent la prise de décision en matière de gestion du réseau. L'analyse de données en masse vise à rendre possible l'élaboration de nouvelles stratégies de gestion des actifs pouvant conduire à des équilibres différents entre maintenance, réhabilitation et renouvellement.

Enfin, la mise en place de manière progressive, dès fin 2024 et sur les deux prochaines années, des salles dédiées à la supervision à tout instant des infrastructures permettra d'optimiser les opérations de maintenance et d'améliorer la réactivité sur le traitement à distance d'incidents sur le réseau. L'objectif est d'augmenter la disponibilité du réseau au service des clients et des territoires.

1.4.4.1.2.2 Exploitation du système électrique

Les modalités d'exploitation du système électrique, de la gestion des mécanismes de marchés (dont la gestion des interconnexions) et la coordination des réseaux en Europe sont régies conformément aux textes législatifs et réglementaires européens (codes de réseau, *Clean Energy Package*...).

Gestion du système électrique

RTE gère, en temps réel, les flux sur le réseau de transport. Il met en œuvre les moyens à sa disposition au travers du mécanisme d'ajustement pour assurer, en temps réel, l'équilibre entre l'offre et la demande. Le coût correspondant aux ajustements, mis en œuvre par RTE est dû aux écarts négatifs entre les flux prévisionnels et ceux réalisés, et est répercuté sur les « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre concernés.

Gestion des interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins. Ces interconnexions permettent d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre, renforce la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité et contribue au développement du marché européen de l'électricité. Elles permettent aux acteurs de marché d'acheter et de vendre de l'énergie dans d'autres pays européens, en tenant compte des écarts de prix de part et d'autre des frontières, et ainsi de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne (notamment les énergies renouvelables).

Coordination des réseaux en Europe

Les textes réglementaires définissent les services que les centres de coordination [1] rendent aux gestionnaires de réseaux de transport, dans un cadre harmonisé et en mettant en œuvre entre eux des modalités de fourniture complémentaires et résilientes. Les cinq premiers services, dont la mise en œuvre complète est en cours d'achèvement, concernent l'élaboration de modèles de réseaux communs, les calculs de capacités, les analyses de sécurité, la coordination des retraits d'ouvrages et l'évaluation de l'adéquation entre l'offre et la demande. Le *Clean Energy Package* comprend une liste de 16 services complémentaires (analyses ex-post, dimensionnement régional des réserves, formation...). Les gestionnaires de réseaux et les Centres de coordination élaborent des méthodologies communes pour leur mise en œuvre progressive qui a débuté mi-2022.

1.4.4.2 La distribution – Enedis

38,8 millions	1,4 million	5 346 M€	41 016	356
de clients	de km de réseau	d'investissements en 2024	collaborateurs	contrats de concession

Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a pour mission principale l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité. Il garantit sa sécurité et sa sûreté en veillant, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité. Enedis dessert aujourd'hui environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des entreprises locales de distribution (ELD).

Enedis en 4 principes clés

Le modèle français de l'opérateur de distribution d'électricité Enedis repose sur 4 grands principes :

- **un monopole légal** qui confie à Enedis 95 % de la distribution d'électricité sur le territoire français métropolitain ;
- **la péréquation tarifaire** et une facturation de l'acheminement en logique timbre-poste, garant d'équité et de solidarité pour les usagers et les territoires ;
- **des contrats de concession signés avec les différentes autorités organisatrices de la distribution d'électricité**, garants d'une gouvernance territoriale décentralisée ;
- **une stricte séparation avec les activités concurrentielles et les autres acteurs** (en particulier les fournisseurs et les producteurs d'électricité), afin de respecter les règles d'indépendance et de garantir, notamment, l'absence de discrimination pour l'accès au réseau.

(1) Parmi ceux-ci, Coreso, centre de coordination, technique, rassemble 9 gestionnaires de réseaux de transport (GRT) : RTE, ELIA, NGSO, EirGRID, Soni, 50hz, TERNA, REE, REN.

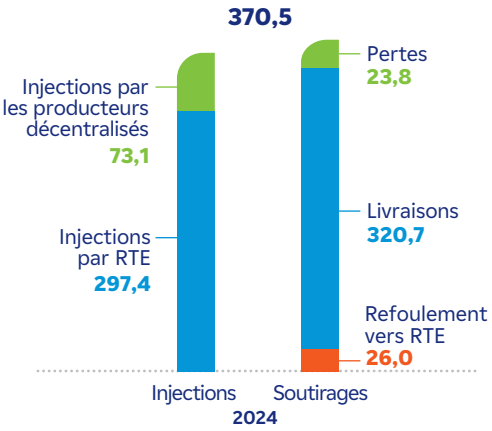
En 2024, Enedis a distribué l'électricité à plus de 38,8 millions de clients (points de livraison). Il a également permis la connexion de plus de 1 089 402 sites de production et de stockage en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,4 million de kilomètres.

Le réseau de distribution d'Enedis est constitué, au 31 décembre 2024, d'environ :

- 673 700 kilomètres de lignes haute tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 744 100 kilomètres de lignes basse tension (BT) à 400 volts ;
- 2 252 postes sources HTB/HTA ;
- 819 200 postes de transformation HTA/BT.

BILAN SIMPLIFIÉ DES FLUX ÉNERGÉTIQUES – 2024

(en TWh)



Depuis le 1er juillet 2023, le volume des pertes est calculé à partir de mesures quotidiennes réalisées au périmètre Enedis. Il est défini par la différence entre les injections (réalisées par RTE, les ELD ou par les producteurs décentralisés) et les consommations facturées, diminuée du refoulement vers RTE.

Ce refoulement correspond au volume de production locale non utilisé sur le réseau, lorsqu'à un instant donné, le soutirage est inférieur à la production. Le volume refoulé augmente depuis le déploiement massif des productions éoliennes et photovoltaïques dans des zones à faible consommation.

Les pertes sont constituées :

- des pertes techniques inhérentes au fonctionnement du réseau de distribution qui résultent d'effets physiques et dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée ;
- des pertes non techniques liées à l'absence ou au dysfonctionnement du comptage, aux fraudes notamment sur les compteurs.

Enedis doit compenser ces pertes pour garantir l'équilibre global du système sur son périmètre. Le montant des achats d'énergie pour compenser les pertes enregistrées dans les comptes est de 2 425 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, et en application de sa politique de couverture, Enedis achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, sur le marché à terme ou spot. Elle agit soit par l'intermédiaire de plateformes de marchés organisées, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence une quinzaine de fournisseurs qualifiés. Enedis participe également aux appels d'offres de vente d'électricité des obligations d'achats organisés par la mission Obligation d'achat, au sein de la DOAAT (1).

L'accès d'Enedis aux droits à l'ARENH (2) pour les pertes se fait au travers d'appels d'offres spécifiques auprès d'un panel de fournisseurs qualifiés pour ce produit. Enedis exerce ses droits à l'ARENH lorsque les prix de marché sont supérieurs au prix de l'ARENH.

(1) Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading* d'EDF.
(2) Accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

1.4.4.2.1 Organisation d'Enedis

En application des directives européennes et afin de garantir les règles d'accès non discriminatoire aux réseaux et d'indépendance de gestion qui s'imposent au gestionnaire de réseaux, celui-ci doit être séparé de toute activité de fourniture et de production d'énergies. Ainsi, lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être juridiquement distinct de manière à garantir son indépendance fonctionnelle et décisionnelle.

Dans ce cadre, EDF et Gaz de France, aujourd'hui Engie, ont filialisé leurs gestionnaires de réseau de distribution. Créée en 2008, ERDF est devenue Enedis le 1er juin 2016. Cette nouvelle dénomination permet au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de gagner en visibilité et en clarification sur ses missions, comme le souhaite la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Enedis et GRDF partagent un « service commun » conformément au cadre légal. Voir la section 1.4.4.2.3 « Le service commun à Enedis et GRDF ».

- Le Conseil de surveillance est composé de quinze membres :
  - huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire ;
  - cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public ;
  - un est nommé par l'État en vertu des articles 4 ou 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 ; et
  - un représentant les autorités organisatrices de la distribution d'électricité, est désigné par décret en application de l'article 153 de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
- En application de la possibilité offerte par l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 (article 15) et dans le respect du décret n° 2015-38 du 19 janvier 2015, l'État a désigné, par arrêté en date du 21 avril 2020, un Commissaire du Gouvernement aux fins d'assister aux séances du Conseil de surveillance d'Enedis.
- Le Directoire, composé au maximum de 5 membres, exerce ses fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans les limites fixées par le Code de l'énergie et les statuts d'Enedis.

Missions d'Enedis en France

Enedis exerce, dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés avec chacune des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental. Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession avec les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;

- assurer le bon fonctionnement du marché et l'égal accès des acteurs du marché au réseau de distribution et aux données ;
- favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et la mise en œuvre des actions d'efficacité énergétique ;
- assurer le suivi des périmètres d'effacement ;
- être garant de la répartition et de la comptabilisation des flux d'énergie entre les acteurs utilisateurs des réseaux, et de la juste compensation des pertes sur ces réseaux.

Enedis, première entreprise à mission dans le secteur de l'énergie

Depuis le 27 juin 2023, Enedis est devenue la première grande entreprise à mission du secteur de l'énergie. Dans le prolongement de ses missions de service public, Enedis réaffirme son engagement de contribuer dans la durée à une société plus juste et plus durable, en orientant ses décisions vers la création d'un impact positif, environnemental et social.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

Évolution des investissements

En 2024, 5 346 millions d'euros ont été investis par Enedis dont :

- 2 806 millions d'euros consacrés aux raccordements (consommateurs et producteurs) et à l'adaptation du réseau à la charge ;
- 1 910 millions d'euros dédiés à la qualité de la desserte, la sécurisation des réseaux, la sécurité et la préservation de l'environnement ;
- 630 millions d'euros investis dans les systèmes d'information et de télécommunications et les moyens d'exploitation (véhicules, engins, immobilier…).

Les investissements de raccordement poursuivent leur croissance en 2024 du fait d'une forte demande. Côté clients, on observe un recul de la demande sur les logements individuels, consécutif notamment à la crise rencontrée sur le marché de la construction neuve, et une accélération sur les bornes de recharge de véhicules électriques. Côté producteurs, la forte croissance de la demande résulte des impacts de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque).

En complément, les autorités concédantes ont investi 838 millions d'euros en 2024.

Au total, près de 6 184 millions d'euros ont donc été investis en 2024, en France continentale, sur les réseaux de distribution du périmètre opéré par Enedis.

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ENEDIS

(en millions d'euros)	2024	2023
Raccordements et renforcements	2 806	2 524
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	609	576
Outils de travail et moyens d'exploitation	630	619
Modernisation du réseau	1 301	1 167
Total investissements Enedis	**5 346**	**4 886**
REMISES D'OUVRAGES PAR LES TIERS ET COLLECTIVITÉS (1)	**838**	**812**
Total investissements sur le réseau	**6 184**	**5 698**

(1) Après déduction PCT (a) et article 8 (b) pour la part financée par Enedis.

(a) PCT (part couverte par le tarif) : part versée aux concédants maîtres d'ouvrage de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement.

(b) Article 8 de l'annexe I du cahier des charges de concession portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (comme les travaux d'enfouissement des lignes).

En sus de ses investissements, Enedis poursuit ses efforts de maintenance préventive des réseaux, notamment en effectuant des travaux d'élagage. Le montant comptabilisé en 2024 en charges d'exploitation s'élève à 392 millions d'euros (contre 359 millions d'euros en 2023).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2024, la durée moyenne de coupure ressentie par les clients basse tension a été de 71,6 minutes. Elle dépasse l'objectif fixé à 62 minutes par la régulation incitative dans le cadre du TURPE en raison d'une succession d'aléas climatiques (tempêtes, orages, inondations). Pour faire face à ces aléas, les programmes de résilience montent en puissance, ce qui se traduit à court et moyen termes par une hausse des interruptions pour travaux. Cette hausse est également accentuée par les chantiers liés au raccordement des énergies renouvelables.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, Enedis s'appuie sur la Force d'intervention rapide électricité (FIRE). Ce dispositif lui permet de mobiliser, à tout moment, sur une région touchée, les équipes et les moyens d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. En 2024, la FIRE a été mobilisée à trois reprises pour les réseaux gérés par Enedis.

Le développement des énergies renouvelables

2024 a été marqué par une croissance importante des raccordements réalisés par Enedis, en particulier pour la filière photovoltaïque. Ainsi, 248 385 installations photovoltaïques nouvelles ont été raccordées (contre 206 944 en 2023) pour une puissance de 4 667 MW (contre 3 135 MW en 2023). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également avec 934 MW raccordés en 2024 (contre 1 010 MW en 2023).

À fin 2024, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau opéré par Enedis est d'environ 41,6 GW de puissance installée. Il est composé respectivement de 22,1 GW de centrales photovoltaïques et de 19,5 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques (1,9 GW), les cogénérations (2,8 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2024, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 49,1 GW de puissance installée, à comparer aux 43,3 GW fin 2023.

Dans le total des raccordements d'installations photovoltaïques de l'année 2024, 235 593 concernent des producteurs raccordés en BT (1) inférieur à 36 kVA, raccordés en autoconsommation, avec ou sans revente du surplus, ce qui représente près de 100 % des raccordements « petits producteurs » de l'année.

(1) Basse tension.

Enedis a également poursuivi ses efforts pour développer les capacités d'accueil des énergies renouvelables. Il a mis en œuvre les travaux de construction des postes sources dans le cadre du dispositif réglementaire des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

Le développement de la mobilité électrique

L'électrification du secteur du transport induit une activité importante pour Enedis. Tous les points de charge nécessaires aux véhicules électriques doivent être raccordés, directement ou indirectement, au réseau public de distribution. Celui-ci doit être en mesure d'acheminer la quantité nécessaire d'électricité à la puissance instantanée requise.

Les ventes de véhicules électriques ont vraiment décollé en France en 2020, représentant de l'ordre de 10 % des ventes de véhicules neufs, contre 2 à 3 % en 2019. L'augmentation s'est poursuivie en 2021 puis en 2022. Fin 2024, le parc de véhicules électriques rechargeables [1] atteint 2 059 555 véhicules, soit une augmentation de 29 % par rapport à fin 2023.

Pour répondre à la croissance des volumes de raccordement d'Installations de recharge de véhicules électriques ou « IRVE », Enedis a mis en place une organisation grands comptes IRVE. Elle est en charge de coordonner le suivi des études et travaux de raccordement des acteurs « multi-raccordeurs IRVE » qui déploient des plans d'implantation de bornes de recharge sur tout le territoire. Fin 2024, on compte en France près de 155 000 points de recharge accessibles au public.

En 2024, Enedis a réalisé 11 395 raccordements dédiés à des infrastructures de recharge de véhicule. Ce chiffre est en augmentation de 21 % par rapport à 2023.

L'équipement en infrastructures de recharge des parkings d'immeubles d'habitation collectifs est également un enjeu clef du déploiement de la mobilité électrique : près d'un foyer français sur deux réside en immeuble. On compte sur le territoire desservi par Enedis 236 000 résidences disposant d'un parking de plus de 5 places. Leurs copropriétaires ou bailleurs peuvent choisir, soit :

- de confier l'équipement en infrastructures de recharge à un opérateur privé, pour lequel Enedis devra raccorder un point de livraison dédié ;
- d'opter pour la solution publique qui consiste à prolonger le réseau public de distribution dans le parking pour pré-desservir les places.

En 2024, Enedis a réalisé 4 440 mises en service dédiées à la recharge en immeuble, soit 72 % de plus qu'en 2023. Fin 2024, le parc de résidences est équipé à 4 % en infrastructure collective permettant la recharge.

Enedis accompagne les collectivités locales dans l'établissement des schémas directeurs d'infrastructure de recharge de véhicules électriques (SDIRVE). Fin 2024, 116 SDIRVE ont été lancés et plus de 80 ont été validés en préfecture.

Enedis est engagée dans l'électrification de sa propre flotte. Fin 2024, sa flotte de véhicules légers et utilitaires légers, qui compte 18 000 véhicules environ, est électrifiée à 37,9 % et près de 7 800 bornes de recharge sont installées sur ses sites.

Activité de gestionnaire de réseau de distribution en lien avec les acteurs de marché

Dans le cadre des contrats GRD-RE et GRD-F, Enedis exerce des activités en lien avec les responsables d'équilibre (RE) et les fournisseurs d'électricité. Elle procède à la reconstitution des flux d'énergie au périmètre de chacun des RE (au nombre de 85 à fin 2024) pour nourrir le mécanisme de responsable d'équilibre porté par RTE. Elle assure la relation au quotidien avec les fournisseurs d'électricité (au nombre de 95 à fin 2024) pour permettre à leurs clients en contrat unique de bénéficier de l'acheminement de l'électricité et des prestations associées.

Du fait des enjeux de sobriété et des besoins des clients en information sur leur consommation d'électricité, les données mesurées par Enedis (énergie et puissance) sont fortement sollicitées par les fournisseurs d'électricité mais aussi par les 802 tiers [2] qui disposent d'un contrat d'accès aux données via le portail d'interface mis en place par Enedis.

Cadre réglementaire

Tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE distribution)

Le chiffre d'affaires d'Enedis est constitué à plus de 90 % des recettes perçues au titre de l'acheminement de l'électricité. Le TURPE, en niveau et en structure, est établi par la CRE de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux efficaces. Voir la section 6.1, note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Le TURPE 6 distribution est en vigueur depuis le 1er août 2021. La dernière évolution tarifaire a eu lieu le 1er novembre 2024, avec une hausse moyenne de 4,81 %.

La CRE a annoncé en décembre 2024 qu'elle envisageait de faire évoluer de manière exceptionnelle le TURPE 6 le 1er février 2025 pour apurer plus rapidement les créances tarifaires envers les gestionnaires de réseaux (CRCP) générées par la crise des prix de l'énergie ces dernières années. Cette évolution permet également de faire coïncider les hausses du TURPE avec la baisse de la part fourniture du TRVE.

La CRE a saisi le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 7 janvier 2025 avec ses délibérations portant projet de décision, présentant une hausse du TURPE distribution de 7,7 % et une hausse du TURPE transport de 9,61 %.

Le TURPE 7 entrera en vigueur le 1er août 2025, suite à la concertation menée par la CRE depuis fin 2023. La délibération sera prise par la CRE fin janvier/début février 2025. En conséquence de la hausse exceptionnelle du TURPE 6 le 1er février 2025, la CRE a annoncé que le niveau moyen du TURPE 7 n'évoluera pas le 1er août 2025 mais uniquement à partir du 1er août 2026, à un niveau proche de l'inflation, dans l'attente de sa délibération finale sur le TURPE 7.

Concessions

Au 31 décembre 2024, Enedis est coconcessionnaire avec EDF de 356 contrats de concession. Ils couvrent environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Ces contrats sont conclus pour une durée généralement comprise entre 25 et 30 ans.

En décembre 2017, la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession. France urbaine représente les métropoles, les grandes intercommunalités urbaines et les villes. La plupart de ses membres disposent de la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le modèle de contrat ainsi révisé réaffirme les principes du modèle concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale, tout en tenant compte des enjeux de la transition énergétique. Le 20 novembre 2024, il a été modifié par un avenant à l'accord-cadre précité qui clarifie la rédaction de la clause de fin de contrat. L'officialisation de ce nouveau modèle a ouvert la voie à une modernisation, dans la durée, de la relation d'Enedis avec les autorités concédantes.

Au 31 décembre 2024, on dénombre ainsi 296 contrats de concession conclus sur la base de ce modèle, dont, en 2024, celui de la ville de Paris et 4 autres contrats. S'y ajoutent 30 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, pour un total de 326 contrats modernisés.

(1) Véhicules électriques et véhicules hybrides rechargeables (VHR).
(2) Un tiers s'entend ici comme un acteur qui n'est ni le fournisseur ni le client titulaire du point de comptage et qui peut accéder aux données du client dont il a obtenu l'autorisation préalable.

Cadre réglementaire

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi qu'à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de ces textes de loi, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution d'électricité dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment des établissements publics de coopération intercommunale dont certains couvrent tout un département.

La séparation des activités de production et fourniture d'une part et de distribution d'autre part, imposée par les directives européennes, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés, confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives et, d'autre part, la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à Enedis et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives, et à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que ces contrats de concession sont tripartites. Ils sont en effet signés, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution et par EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés.

Dans les limites fixées par la loi et par la jurisprudence, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution qui constituent des biens de retour [1].

Conformément à l'article L. 3213-1 du Code de la commande publique, qui transpose en droit interne l'article 10.1 de la directive communautaire n° 2014/23/UE du 26 février 2014, les contrats de concession pour l'exploitation du réseau public de distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés sont conclus de gré à gré, c'est-à-dire sans procédure de publicité et de mise en concurrence.

1.4.4.2.3 Le service commun à Enedis et GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF [2] n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus. L'UMS (Unité médico-sociale) reste la dernière entité mixte, au sein du service commun, à prester pour les deux distributeurs (Enedis et GRDF).

1.4.4.2.4 Enjeux futurs

Une trajectoire d'investissement ambitieuse pour favoriser la transition écologique et garantir la qualité de fourniture face aux changements climatiques

Enedis prévoit 96 milliards d'euros ($€_{2021}$) d'investissements (investissements bruts hors remise d'ouvrage – cf. paragraphe ci-dessus) sur la période 2022-2040. Ainsi, les investissements annuels passeront de 3,9 milliards d'euros en 2021 (hors déploiement Linky) à durablement plus de 5 milliards d'euros ($€_{2021}$).

Ces investissements vont permettre d'accompagner la transition écologique par le raccordement des infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE) et celui des énergies renouvelables. La fin de la vente des véhicules thermiques en 2035 et la généralisation des véhicules électriques vont conduire à un pic d'investissements aux alentours de 2030, avec un enjeu majeur autour du résidentiel collectif. Par ailleurs, l'accélération rapide du développement des énergies renouvelables va se poursuivre, particulièrement sur le photovoltaïque, avec la publication prochaine d'une nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie.

En parallèle, Enedis prévoit des programmes de modernisation qui couvrent l'ensemble des ouvrages à risque avec un renouvellement ciblé en fonction des probabilités de défaillance. Les programmes déjà engagés sont prévus en croissance pour continuer d'améliorer la qualité de fourniture et la résilience, dans le contexte d'évolution des risques liée aux changements climatiques (incendies, canicules, inondations, coups de vent et tempêtes). Ils visent à :

- améliorer la résilience des réseaux aux aléas climatiques par l'enfouissement ou la restructuration de réseaux traversant des zones boisées ou exposées au vent, au givre ou à la neige ;
- améliorer la fiabilité des réseaux HTA aériens, par la rénovation programmée ;
- résorber des câbles souterrains en isolation papier imprégné ;
- résorber les réseaux BT aériens nus ;
- limiter l'impact des inondations et accélérer la réalimentation.

Enedis accompagne le développement massif de la mobilité électrique

Le développement de la mobilité électrique représente le principal facteur d'augmentation de la consommation d'électricité du pays à horizon 2050. Selon les projections d'Enedis, concordantes avec les scénarios de la SNBC (Stratégie nationale bas carbone), 18 millions de véhicules électriques rechargeables circuleront en France en 2035, soit 40 % du parc de véhicules légers et utilitaires légers à cette échéance.

Le volume d'activité lié au raccordement des nouveaux points de charge nécessaires à ces véhicules (à domicile, sur la voie publique, sur les parkings des centres commerciaux, sur les sites des entreprises, sur les grands axes routiers et autoroutiers…) représente un vrai défi pour Enedis, tout particulièrement les solutions de recharge dans l'habitat collectif. Une organisation dédiée en mode projet a été mise en place pour faire face à la forte croissance de ce segment.

L'adaptation des réseaux de distribution au développement de ce nouvel usage constitue également un défi.

Dans ce contexte, Enedis conduit de nombreuses études et expérimentations sur les questions structurantes que pose la mobilité électrique : pilotage de la recharge, utilisation des batteries des véhicules électriques pour rendre des services au système électrique, synchronisation recharge et production EnR, utilisation des données du véhicule, de la borne, de comptage, modélisation et étude d'impact sur les réseaux des besoins en recharge rapide (sur autoroutes notamment). L'objectif est d'anticiper les impacts sur le système électrique et sur les activités du distributeur.

Pour répondre à la complexité de la transition énergétique, le réseau de distribution d'électricité poursuit sa révolution numérique

L'arrivée massive sur le réseau de distribution de sources de production diffuses et intermittentes, et la forte croissance de la mobilité électrique, nécessitent un contrôle et un pilotage des flux de plus en plus fin et complexe.

(1) Les biens de retour sont ceux qui font obligatoirement retour à la collectivité concédante en fin de concession. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à cette collectivité. Ils sont définis par le contrat de concession ou même par la loi. À défaut, sont généralement qualifiés comme tels les biens indispensables à l'exécution du service concédé.
(2) Défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie.

Dans ce contexte, et pour répondre aux défis de la transition écologique, Enedis s'appuie sur les technologies numériques et industrialise les *smart grids*. Il s'agit d'équiper les réseaux avec des centaines de milliers de capteurs, de poursuivre la digitalisation des systèmes communicants d'ancienne génération, de développer les outils numériques permettant d'ordonnancer les raccordements pour garantir une gestion des flux qui respecte la limite technique des ouvrages (DERMS), ainsi que de renforcer la supervision et la résilience (dont la cybersécurité) des infrastructures et systèmes d'information.

À ce jour, le déploiement, à l'échelle industrielle, des technologies *smart grids* est un levier essentiel d'accélération de la transition écologique.

Cadre réglementaire

Régulation Linky

Le projet Linky, porté par Enedis, bénéficie d'une régulation spécifique sur la durée de vie des compteurs (20 ans), avec une base d'actifs régulés dédiée pour les compteurs mis en service entre 2015 et 2021 et le système d'information associé.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a ainsi fixé un taux de rémunération nominal des actifs avant impôts de 7,25 %, auquel s'ajoute une prime additionnelle de 3 % assortie d'une régulation incitative relative au respect des coûts, des délais ainsi qu'à la performance du système, portant alors la rémunération de la base d'actifs à 10,25 %. Comme le prévoyait la délibération du 17 juillet 2014, la régulation incitative de la performance du système sur les années 2020 et 2021 a été fixée par la délibération de la CRE du 23 janvier 2020. La phase de déploiement massif ayant pris fin en décembre 2021, la CRE, dans sa délibération du 17 mars 2022, a fixé les indicateurs incités financièrement, dans le cadre du suivi de la performance du système de comptage évolué Linky pour la période 2022-2024. En complément, un différé tarifaire destiné à assurer une neutralité tarifaire de Linky pour le client, conduit à décaler des recettes relatives à la période 2014-2022 vers la période 2023-2030. Ce différé tarifaire, assorti d'une compensation des coûts de portage financier (fixés à 4,6 %), sera ainsi totalement apuré d'ici à 2030. Au 31 décembre 2024, le différé est de +1 780 millions d'euros (il s'agit d'une créance tarifaire d'Enedis vis-à-vis des utilisateurs du réseau, non reconnue au bilan du Groupe au 31 décembre 2024, en application du référentiel comptable en vigueur à ce jour).

En 2024, ce sont environ 910 000 nouveaux compteurs « Linky » qui ont été implantés sur le réseau, dont près des deux tiers en remplacement des compteurs d'anciennes générations. Les compteurs « Linky » représentent maintenant 95 % du parc actif et permettent aux clients de suivre de plus près leur consommation.

Ce système permet également d'identifier plus finement qu'avant les zones du réseau basse tension touchées par des ruptures d'alimentation au cours des évènements climatiques, et ainsi d'accélérer leur remise en état.

Ce système de comptage communicant a aussi permis de superviser l'alimentation des sites lors des Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024.

Enedis a également développé, et lancé à l'échelle industrielle, de nouveaux postes-sources qui sont l'élément clé des réseaux. Il s'agit de postes-sources express dont la conception et le pré-assemblage en usine permettent de gagner un an sur un délai de raccordement d'un producteur tout en optimisant son coût. Un tiers des postes qui seront construits d'ici 2035 le seront selon cette conception.

L'innovation est clé pour optimiser les investissements, exploiter les infrastructures de manière performante en prenant en compte l'écoconception dès le démarrage des projets. La révolution numérique sur les réseaux et dans les métiers d'Enedis est menée en concertation avec l'ensemble de l'écosystème d'innovation, dans le domaine des *smart grids* comme dans celui de la FrenchTech. Cette politique d'innovation s'appuie systématiquement sur les laboratoires de recherche, universités, start-up, associations et entreprises de toutes tailles. Cette démarche représente des opportunités d'emplois et de croissance dans les territoires et donne de la visibilité à l'international sur ces réalisations.

Enedis a été ainsi à l'initiative (avec RTE) de la création de *Think Smartgrids*, l'association du secteur français des réseaux électriques Intelligents qui promeut la filière à l'international. Elle regroupe aujourd'hui une centaine de membres.

La France en tête grâce au réseau intelligent d'Enedis

Le service public de distribution d'électricité français a été désigné le gestionnaire de réseau de distribution le plus *smart* au monde pour la troisième fois consécutive, en remportant la première place du palmarès SGI [1]. Enedis poursuit sa dynamique industrielle, technique et technologique pour faire du réseau public de distribution d'électricité en France, une référence mondiale pour les années à venir.

La gestion des données, un aspect fondamental de la révolution numérique

Enedis est également devenue, en quelques années, l'un des leaders du secteur énergétique en matière de données. Aujourd'hui près de 500 types de données par an sont mis à disposition des clients, des collectivités et des acteurs de marché. Enedis a été parmi les premières de son secteur à ouvrir une plateforme d'*open data* au niveau européen. Elle est également à l'initiative de la création de l'Agence ORE [2] qui réunit l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'électricité et gaz en France et met à disposition l'ensemble des données de tous les opérateurs.

La mission d'Enedis de collecte, de protection et de mise à disposition des données a permis de développer des solutions industrielles pour l'ensemble des Français à l'instar du programme Linky. L'utilisation de ces données revêt un intérêt stratégique pour Enedis. Elles permettent également d'améliorer sa performance industrielle et la qualité du service rendu aux clients. Cela pose également de nouveaux défis d'envergure en matière de cybersécurité et nécessite une protection renforcée des systèmes et des données. L'ensemble des systèmes d'information d'Enedis respectent la protection des données individuelles. Enedis répond à cet égard aux normes et règles édictées par la CNIL (Commission nationale informatique et libertés).

Un service public responsable à impact positif au service de la transition écologique

Dans la continuité de son projet d'entreprise, Enedis est devenue le 27 juin 2023 une entreprise à mission au sens de la loi Pacte de 2019, avec pour raison d'être : ***Agir pour un service public de la distribution d'électricité innovant, performant et solidaire. Raccorder la société au défi collectif d'un monde durable.***

Son engagement se concrétise désormais dans 5 objectifs de mission pérennes, publics et mesurables, inscrits également dans ses statuts :

- mobiliser son expertise industrielle et numérique pour un réseau de distribution performant qui accompagne les modes de production décentralisés et qui accélère les usages sobres et innovants de l'électricité ;
- intégrer dans ses activités les enjeux climatiques, la préservation de la biodiversité et des ressources naturelles ;

(1) Le Smart Grid Index de Singapore Power group mesure l'intelligence des réseaux électriques à l'échelle mondiale en comparant les opérateurs sur la base de 7 critères : le suivi et la maîtrise des équipements de réseau, les *data analytics*, la fiabilité d'approvisionnement, l'intégration des ressources énergétiques distribuées, l'intégration des énergies renouvelables, la cybersécurité et la satisfaction client. En 2024, 92 opérateurs répartis dans 36 pays ont été comparés.

(2) L'Agence ORE (Opérateurs de réseaux d'énergie) fédère l'ensemble des acteurs français de la distribution d'électricité et de gaz, pour offrir une vision globale de la distribution en France, en un guichet unique et gratuit de la donnée. Elle met à disposition la donnée multiénergie, multigestionnaire de réseaux de distribution pour accompagner la transition énergétique dans les territoires français, en *open data* et sous forme de datavisualisations.

- engager ses ressources et ses investissements au plus près des collectivités au service de la cohésion et de la résilience des territoires ;
- agir avec ses salariés et ses partenaires pour un service public proche de ses clients, inclusif et solidaire ;
- ancrer dans ses métiers la diversité des personnes et des parcours, et préserver la santé et la qualité de vie au travail.

En inscrivant ces objectifs dans ses statuts, Enedis ancre sa démarche dans la durée.

Le premier rapport de mission d'Enedis a été publié en février 2024, traçant le chemin parcouru de son engagement historique à l'obtention de qualité d'entreprise à mission. En juillet 2024, Enedis a validé sa première feuille de route de mission. Co-construite avec son comité de mission, elle permet de suivre la mise en œuvre de la mission au travers 12 objectifs opérationnels et 13 indicateurs de performance.

Par ailleurs, en juillet 2024, Enedis a publié son premier rapport RSE. Ce premier rapport s'inscrit dans une démarche de transparence vis-à-vis de ses parties prenantes. Il réaffirme l'ambition d'être un service public à impact positif pour la planète, pour les femmes et les hommes, pour les territoires.

Les actions clés en faveur du climat

Plus que jamais, Enedis est mobilisée pour réussir la seconde électrification de la France et contribuer ainsi à l'objectif de neutralité carbone en 2050 en :

- accélérant le raccordement au réseau de distribution des énergies renouvelables et des points de recharge pour les véhicules électriques ;
- aidant ses clients à adopter une consommation énergétique plus sobre et plus efficace ;
- déployant des solutions électriques bas carbone à grande échelle.

Ainsi, c'est plus d'un million de producteurs d'énergie renouvelable qui ont été raccordés par Enedis au réseau public de distribution d'électricité à fin 2024.

Par ailleurs, en raccordant les Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024, Enedis a marqué l'histoire des jeux.

L'ensemble des sites de compétition ont, pour la première fois, bénéficié en totalité d'une alimentation principale par le réseau de distribution public plutôt que par des groupes électrogènes à diesel. Pendant les compétitions et cérémonies, l'ensemble des sites ont été alimentés sans interruption par Enedis, conduisant à un temps de coupure des jeux de 0 minute.

Enfin, le Comité international olympique capitalise sur cette nouvelle référence pour les prochaines villes hôtes, comme par exemple, pour Los Angeles 2028 qui utilisera aussi majoritairement le réseau.

Concernant son empreinte carbone, Enedis s'engage à réduire drastiquement ses émissions directes de gaz à effet de serre et impulse une démarche ambitieuse avec ses fournisseurs afin de réduire ses émissions indirectes :

- pour la première fois en 2024, son Bilan carbone a été audité et publié ; de nouveaux engagements de réduction de ses émissions Scopes 1 et 2, de -30 % à 2030, ont été pris [1] ;
- concernant le Scope 3, plus de 1000 chantiers bas carbone, réemployant des terres excavées, ont été réalisés en 2024.

Adaptation des réseaux de distribution

Avec des infrastructures essentielles pour la distribution d'électricité, notamment les lignes et les postes de transformation, Enedis a fait de la résilience de ses installations une priorité stratégique.

Enedis a ainsi établi un Plan d'adaptation aux aléas climatiques afin de réduire la vulnérabilité de ses 1,4 million de kilomètres de réseaux aux différents risques climatiques identifiés.

Les retours d'expérience des récents évènements climatiques confortent le bien-fondé des programmes mis en place. Pour les réseaux aériens HTA, il s'agit d'enfouissements ciblés et d'un vaste programme de rénovation visant à fiabiliser l'ensemble des réseaux par cycle de 25 ans. Les réseaux BT aériens nus sont renouvelés par des réseaux torsadés isolés ou par des réseaux souterrains. Les réseaux HTA souterrains isolés au câble papier imprégné sont renouvelés par des réseaux souterrains neufs, en fonction de leur fiabilité et de leur sensibilité au risque de canicule.

Par ailleurs, la Force d'intervention rapide électricité (FIRE), qui permet de repositionner sur l'ensemble du territoire des moyens et des hommes afin de rétablir au plus tôt l'alimentation électrique, évolue pour prendre en compte les nouvelles interactions avec les autres infrastructures (télécommunications notamment).

1.4.4.3 Systèmes énergétiques insulaires (SEI)

Les systèmes électriques non interconnectés au réseau métropolitain continental – dénommés ZNI (zones non interconnectées) gérés par EDF sont la Corse, La Réunion, la Guyane, la Martinique, la Guadeloupe ainsi que Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon et plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène, Chausey).

L'organisation d'EDF dans ces territoires repose sur deux entités juridiquement indépendantes :

- la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires (DSEI) qui assure au quotidien l'équilibre entre offre et demande. Elle gère l'ensemble des réseaux. Elle achète toute l'énergie produite sur ces territoires et exerce une activité de commercialisation au tarif réglementé de vente, et met en œuvre des actions d'efficacité énergétique ;
- la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI) qui est en charge de la construction et de l'exploitation des nouveaux moyens de production.

La mise en œuvre de la péréquation tarifaire pour l'ensemble des territoires, qui conduit à des surcoûts de production, est financée par les charges de service public de l'électricité (CSPE).

Les coûts supportés par le gestionnaire de réseau sont, quant à eux, couverts par le Tarif d'utilisation du réseau public et de distribution d'électricité (TURPE) et par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) payés par l'ensemble des utilisateurs français.

(1) Par rapport à l'année de référence 2017, sur la base du scénario A-Référence d'évolution du mix énergétique publié par RTE, et en prenant l'hypothèse du taux de perte constaté à fin 2023 sur le réseau de distribution.

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES SEI

	Données à fin 2024
Nombre de clients	1 268 000
Longueur réseaux (en km)	Environ 40 300
Puissance nette installée du parc* (en MW)	2 015
dont parc hydraulique et autres renouvelables	22 %
dont parc thermique	78 %
Production nette* (en GWh)	5 988
dont production hydraulique	18 %
Achats d'énergie auprès des tiers (en GWh)	3 955
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	67 %
dont autres énergies	33 %
Total de l'Énergie produite* et achetée auprès des tiers	**9 943**

* *Données incluant la Direction EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) et EDF Production Électrique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF.*

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à décarboner et à renforcer le parc de production d'électricité

Le groupe EDF a entrepris, en conformité avec les Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) des territoires, de remplacer ses principales centrales en fin de vie (Vazzio en Corse et Dégrad des Cannes en Guyane). Les nouvelles centrales (Ricanto en Corse et Larivot en Guyane) sont construites et exploitées par la filiale EDF PEI. En accord avec le contenu des PPE, EDF PEI exploitera les nouvelles centrales aux bioliquides (répondant aux exigences des articles L. 281-2 et suivants du Code de l'énergie) et envisage de convertir celles déjà existantes afin que 100 % de ses actifs de production produisent une électricité renouvelable d'ici 2030. Ainsi au second semestre 2023, la centrale EDF PEI de Port Est à La Réunion a été la première centrale convertie.

Actuellement partenaire dans une ferme photovoltaïque avec stockage en Guyane, et dans une ferme éolienne avec stockage en Martinique, EDF PEI renforce sa présence dans les EnR par le biais de projets en partenariat avec EDF Renouvelables. EDF PEI est également partenaire de la société GMOB qui a pour objet de déployer et d'exploiter un réseau de bornes de recharges électriques aux Antilles.

Des investissements dans les réseaux électriques

Le développement des énergies renouvelables, le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production et la nécessité d'assurer la performance du réseau existant conduisent le gestionnaire de réseaux EDF SEI à poursuivre le renforcement et le développement des réseaux électriques. Au total, le gestionnaire de réseaux EDF SEI a investi, en 2024, 283 millions d'euros dans les activités Réseaux.

Le gestionnaire de système accompagne la transition énergétique en toute sûreté

En tant que gestionnaire du système électrique, EDF SEI contribue fortement à l'insertion des EnR non synchrones dans le système électrique, favorisant l'accroissement de la part renouvelable dans le mix électrique des territoires, en toute sûreté et dans la durée. Pour ce faire, il met en œuvre des solutions techniques innovantes, issues notamment des travaux de R&D, pour adapter le système électrique, fait évoluer ses politiques de gestion et contribue au développement des moyens de stockage. Il publie par ailleurs tous les deux ans les bilans prévisionnels des systèmes électriques sur un horizon de 15 ans.

Des travaux sont en cours sur des micro-réseaux alimentés à 100 % en énergies renouvelables dans certaines zones isolées. Un système associant photovoltaïque, pilotage numérique et stockage existe ainsi depuis 2017 sur l'île de Sein. Il permet régulièrement une alimentation 100 % d'origine renouvelable pendant plusieurs heures par jour. En 2021, EDF a mis en service à Saint-Georges de l'Oyapock (4 000 habitants), en Guyane, un microréseau alimenté par 100 % d'énergies renouvelables (biomasse solide et hydraulique) associées à une batterie et un système de pilotage numérique. À Maripasoula, l'installation d'une batterie et d'un pilotage numérique accompagne la mise en service récente d'un champ de production photovoltaïque, ce qui limite le recours aux énergies fossiles.

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Les aides publiques, déterminées au sein des cadres territoriaux de compensation validés par la CRE, sont l'un des vecteurs principaux du soutien à l'équipement des consommateurs en appareils et installations économes en énergie. EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment au label « Agir Plus ».

EDF SEI a finalisé le déploiement de 1,2 million de compteurs numériques dans les départements d'outre-mer (hors Mayotte) fin 2024 (et en Corse d'ici fin 2025) pour un montant de l'ordre de 270 millions d'euros. Ces compteurs numériques contribuent à moderniser profondément la relation avec les clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique.

Conformément à la Programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse [1], EDF investit dans une nouvelle station de conversion à Lucciana, au sein du projet SACOI3 développé en partenariat avec le GRD italien (Terna). Le renouvellement de la ligne à courant continu Sardaigne-Corse-Italie, portant à 400 MW sa capacité totale, permettra à la Corse d'importer jusqu'à 100 MW à partir de 2029/2030 depuis l'Italie.

1.4.4.4 Électricité de Strasbourg (ÉS)

Le groupe ÉS est un énergéticien alsacien durablement engagé dans la performance énergétique et économique de son territoire. Lors de l'Assemblée générale extraordinaire des actionnaires du 28 juin 2024, ÉS a été la première Entreprise Locale de Distribution de France à adopter le statut de société à mission créé par la loi dite « Pacte » du 22 mai 2019.

Le groupe ÉS exerce quatre activités : la distribution d'électricité et de gaz, la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables. Ce portefeuille d'activités permet au groupe ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

Le groupe ÉS est détenu à hauteur de 88,64 % par EDF Développement Environnement (EDEV). Le solde des actions est détenu par le public et les salariés. Ses actions sont admises aux négociations sur Euronext Paris.

(1) Décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse.

La distribution d'électricité et de gaz

Strasbourg Électricité Réseaux est la filiale de distribution du groupe ÉS. Cette société est gérée en toute indépendance. Elle exerce les activités de Gestionnaire du Réseau de Distribution d'électricité sur les trois quarts du département du Bas-Rhin, dans le strict respect du code de bonne conduite.

Strasbourg Électricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique d'environ 16 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes. Elle dessert près de 600 000 points de service dans les différents niveaux de tension et assure des connexions avec les réseaux d'Enedis, de RTE et deux autres gestionnaires de réseaux locaux en aval.

En tant que gestionnaire de réseaux publics de distribution, Strasbourg Électricité Réseaux s'attache à répondre au développement des nouveaux usages et accompagne la transition énergétique, notamment par le raccordement des énergies renouvelables décentralisées et des infrastructures de mobilité électrique.

L'entreprise est inscrite dans une démarche de renouvellement et de modernisation de ses infrastructures et outils au service de la performance illustrée notamment par le déploiement industriel des compteurs communicants et par la mise en service d'une nouvelle plateforme de supervision et de conduite des réseaux.

La distribution de gaz est quant à elle assurée par la société Trois Frontières Distribution Gaz sur le territoire des Trois Frontières (Huningue, Saint-Louis, Hégenheim, Village-Neuf, Hésingue).

La commercialisation d'électricité et de gaz

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'Électricité de Strasbourg. À fin 2024, elle fournit plus de 581 000 clients en électricité (dont électricité verte) et plus de 110 000 en gaz ou biogaz. Ses clients sont des particuliers, des entreprises (tertiaire et industrie) et des collectivités.

En complément, la société propose à ses clients des services associés. Il s'agit notamment de services de dépannage (électricité, gaz ou plomberie) et de services digitaux pour aider les clients à comprendre leurs consommations d'énergie et les accompagner dans des actions concrètes de sobriété énergétique.

ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement qui portent sur la rénovation et les travaux dans l'habitat via un portail de mise en relation avec un réseau de partenaires locaux. ÉS Énergies Strasbourg est active dans le développement de solutions photovoltaïques. Elle promeut la mobilité durable dont notamment les infrastructures de recharge pour véhicules électriques. L'ensemble de ces activités commerciales liées au photovoltaïque et à la mobilité électrique sont regroupées sous la marque « Planigy par ÉS » lancée en septembre 2022.

Par ses différentes offres de fourniture, services et solutions, ÉS Énergies Strasbourg accompagne ses clients au quotidien dans la sobriété énergétique et la décarbonation de leurs usages.

Les services énergétiques

ÉS Services Énergétiques, filiale spécialisée dans les services énergétiques, est détenue à 50/50 par la holding d'Électricité de Strasbourg (FIPARES) et Dalkia. En matière de transition énergétique, elle se positionne comme apporteur de solutions durables et créateur de performance énergétique pour décarboner les usages des acteurs économiques privés et publics en Alsace. Elle propose aux entreprises, industries et collectivités, des offres attractives qui permettent :

- de créer des réseaux de chaleur adaptés aux besoins ;
- d'agir sur l'efficacité énergétique du bâti par des travaux de rénovation ;
- d'optimiser le pilotage des installations énergétiques ;
- de mettre en œuvre des solutions d'énergie renouvelable (pompes à chaleur, chaudière biomasse, solaire thermique…) pour décarboner les usages chaleur ;
- de sensibiliser les usagers aux économies d'énergie.

Par ailleurs, ÉS Services Énergétiques propose des offres de pilotage et d'optimisation en matière de génie électrique, d'éclairage industriel et public, ainsi que des activités d'ingénierie de restauration collective.

La production d'énergie renouvelable

Géothermie haute température

ÉS est l'un des principaux acteurs de la géothermie haute température en France. La société ÉS Géothermie SA exploite, depuis 2016, la première centrale de géothermie de ce type à usage industriel à Rittershoffen. Sa production thermique d'eau surchauffée renouvelable est d'environ 160 GWh/an. Elle est issue d'une ressource géothermale située à 2 500 mètres de profondeur.

ÉS exploite également la centrale géothermique électrogène située à Soultz-sous-Forêts qui produit environ 5 GWh par an.

Biomasse

La centrale de cogénération biomasse de Strasbourg valorise les résidus de la filière bois des massifs vosgiens et de la Forêt-Noire. D'une puissance de 34 MW thermiques et 10 MW électriques, elle produit chaque année environ 60 GWh d'électricité d'origine renouvelable et environ 110 GWh de chaleur d'origine renouvelable.

Hydraulique

La centrale hydraulique du Framont, d'une puissance de 400 kW, permet, selon l'hydraulicité, la production d'environ 2 GWh par an, soit la consommation électrique annuelle d'environ 500 logements.

Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg détient une participation de 35 % dans SERHY. La société est spécialisée dans la construction et l'exploitation de centrales hydroélectriques dans les massifs alpins et pyrénéens principalement. La production renouvelable de SERHY est d'environ 170 GWh par an.

Lithium

ÉS et Eramet ont signé, en janvier 2023, un protocole d'accord visant à étudier les possibilités d'extraire du lithium qualité batterie à partir des saumures géothermales alsaciennes. Le projet Alsace Géothermie Lithium (AgeLi) vise une production annuelle d'au moins 10 000 tonnes de lithium par an d'ici 2030.

1.4.5 Activités du Groupe à l'international

Le groupe EDF fournit de l'électricité et du gaz à 41,5 millions de clients dans le monde : particuliers, marchés d'affaires, collectivités locales. Il est un fournisseur d'énergie majeur sur quatre marchés clés européens : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique. Le Groupe a l'ambition de se déployer sur de nouvelles géographies en développant des solutions bas carbone dans les pays en croissance tout en confortant ses positions en Europe.

1.4.5.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est placée sous la responsabilité d'EDF Energy et d'EDF Trading [1] et réunit d'autres sociétés du Groupe (Dalkia UK, EDF Renewables UK et Pod Point). EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens du Royaume-Uni et emploie 12 680 personnes sur ses différents sites implantés dans le pays [2]. EDF Trading fournit des services d'optimisation et de gestion des risques au groupe EDF ainsi qu'à des tiers. L'objectif d'EDF au Royaume-Uni est d'aider la Grande-Bretagne à atteindre la neutralité carbone. Pour ce faire, EDF mène la transition vers un système énergétique décarboné dans cinq domaines d'activité :

- nucléaire : la production d'électricité sans carbone [3], les services de démantèlement, la construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point et le développement d'autres nouvelles centrales nucléaires ;
- vente au détail : la fourniture aux particuliers et PME d'électricité, de gaz et de services énergétiques. Offrir aux clients des solutions de mobilité électrique avec Pod Point, dans laquelle EDF détient une participation majoritaire, de chauffage bas carbone avec CB Heating Ltd (EDF Heat Pumps) et de panneaux solaires et systèmes de batteries avec Contact Solar ;
- entreprises et commerce de gros : la fourniture d'électricité, de gaz et de services énergétiques au sens large aux grandes entreprises, au secteur public et aux propriétaires d'actifs ;
- renouvelables : le développement, la construction et l'exploitation d'installations de production d'énergie éolienne et solaire et de stockage par batteries de grandes capacités au Royaume-Uni et en Irlande par EDF Renewables UK et le développement de solutions d'hydrogène vert bas carbone avec Hynamics ;
- services techniques : la fourniture de prestations de services techniques et énergétiques auprès du secteur privé et public avec Dalkia UK.

1.4.5.1.1 Stratégie et développement durable d'EDF au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF soutient l'ambition du gouvernement britannique de produire 100 % d'électricité propre d'ici 2030 (Clean Power by 2030) et d'atteindre l'objectif de la neutralité carbone (*Net Zero*) d'ici 2050. La trajectoire *Net Zero* préservera la sécurité énergétique de la Grande-Bretagne et contribuera à protéger les clients de la volatilité des prix de l'énergie à l'échelle mondiale, créant ainsi des opportunités économiques pour les entreprises et les collectivités. Dans un système énergétique de plus en plus complexe et interconnecté, l'étendue des capacités d'EDF au Royaume-Uni constitue un avantage stratégique.

La dernière version du rapport d'étape *Helping Britain Achieve Net Zero* d'EDF [4] présente les progrès et les projets de l'entreprise pour aider la Grande-Bretagne à décarboner la société et l'économie et plus largement, à atteindre ses objectifs en matière de développement durable. Il s'agit notamment d'aider les clients à « économiser de l'argent et économiser du carbone », de minimiser les impacts environnementaux et d'apporter une contribution sociale positive au Royaume-Uni. EDF Energy a également publié un plan de réduction de son empreinte carbone couvrant certaines catégories d'émission à l'horizon 2026 [5].

EDF au Royaume-Uni est le plus grand producteur d'électricité zéro carbone en Grande-Bretagne et exploite un parc d'actifs éoliens, nucléaires, solaires et de stockage.

En matière de production d'électricité, la priorité d'EDF Energy est d'assurer le maintien d'activités sûres, fiables et rentables. Le parc de centrales nucléaires d'EDF Energy a produit en 2023 13 % de l'électricité au Royaume-Uni. Toutes les centrales RAG ont été prolongées au-delà de leur durée de vie initiale de 25 ans. En décembre 2024, EDF Energy a confirmé la prolongation de la durée de vie de quatre centrales RAG au Royaume-Uni, pour une capacité totale de 4,6 GW. Afin de continuer à répondre à 3 % [6] de la demande d'électricité de la Grande-Bretagne jusqu'en 2055, une prolongation de 20 ans de la durée d'exploitation de la centrale REP Sizewell B est à l'étude.

L'extension de la durée de vie des centrales nucléaires d'EDF Energy, dans la mesure où elle est sûre et envisageable économiquement, contribue à la sécurité énergétique du Royaume-Uni et permet de réduire la dépendance du pays à l'égard du gaz tout en préservant des compétences opérationnelles vitales pour les futures centrales nucléaires.

Trois des centrales RAG d'EDF Energy sont en cours de démantèlement, sachant qu'aux termes d'un accord conclu avec le gouvernement britannique en juin 2021, il incombe à EDF Energy d'opérer le déchargement du combustible de l'ensemble des sept centrales RAG avant transfert aux *Nuclear Restoration Services* (NRS), qui ont été désignés par le gouvernement britannique pour réaliser les activités ultérieures de démantèlement.

EDF Energy est le premier développeur nucléaire du Royaume-Uni.

Le gouvernement britannique considère que l'énergie nucléaire jouera un rôle clé dans la mise en place d'un système électrique propre d'ici 2030 et qu'il est essentiel de développer la capacité nucléaire en Grande-Bretagne afin d'atteindre l'objectif de neutralité carbone du pays à l'horizon 2050.

En partenariat avec CGN [7], EDF Energy construit deux nouveaux réacteurs (3,26 GW de capacité au total) basées sur la technologie EPR sur le site de Hinkley Point dans le Somerset. Fin 2024, environ 12 000 personnes travaillent sur le site à la construction de la centrale et le chantier devrait fournir 71 000 emplois dans tout le pays d'ici la fin de la construction.

Un projet EPR similaire de 3,26 GW est prévu à Sizewell dans le Suffolk. Il permettra de produire une électricité fiable et à faible émission de carbone pour près de 6 millions de foyers pendant 60 ans, évitant ainsi 9 millions de tonnes de CO_2 chaque année. Le projet Sizewell C a pour ambition de proposer 1 500 places d'apprentissage et de soutenir 70 000 emplois. En mai 2024, une licence de site nucléaire a été accordée à Sizewell C, en vue d'une décision finale d'investissement en 2025. Au 31 décembre 2024, le gouvernement britannique détient 83,8 % du projet et EDF les 16,2 % restants.

EDF Energy soutient le nouveau programme nucléaire au Royaume-Uni et la voie vers le *Net Zero* grâce à l'acquisition de compétences et de sites permettant d'explorer de nouvelles technologies.

(1) Voir la section 1.4.6.4 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ».
(2) Décembre 2024.
(3) Zéro carbone au point de production.
(4) www.edfenergy.com/about/sustainability
(5) Carbon Reduction Plan PPN0621 - 2024.pdf.
(6) Sur la base des données de production de 2023 et de la consommation finale d'électricité de 2023.
(7) China General Nuclear Corporation.

EDF au Royaume-Uni est un leader dans la décarbonation de ses clients.

EDF Energy alimente 3,7 millions de foyers et d'entreprises en électricité, gaz et autres services, avec pour mission d'aider les clients à économiser de l'argent et du carbone, en phase avec le projet « Ambitions 2035 ».

EDF Energy vient de terminer la migration de ses 5,8 millions de comptes clients particuliers et de PME vers la plateforme de Kraken Technologies. Outre l'évolution des méthodes de travail et des capacités internes, cela a permis d'accélérer la mise en place de solutions innovantes au bénéfice des clients particuliers. À la suite de l'acquisition et à l'intégration de CB Heating Ltd (EDF Heat Pumps) et de Contact Solar [1], et grâce aux autres capacités EDF basées au Royaume-Uni, les clients disposent d'un guichet unique à même de répondre à leurs besoins en matière d'énergie et de décarbonation. Ces acquisitions soutiennent l'objectif de l'entreprise de fournir un service client efficace sur le marché à travers une gamme de produits et de services, et la fourniture d'une énergie plus verte et meilleur marché.

En juin 2024, EDF Energy a racheté le portefeuille de petites et moyennes entreprises d'Opus Energy, devenant ainsi le deuxième fournisseur du segment des PME en termes de nombre de compteurs en Grande-Bretagne.

EDF Energy est le premier fournisseur d'électricité des entreprises et du secteur public en Grande-Bretagne. Au Royaume-Uni, EDF collabore afin de proposer une large gamme de solutions de décarbonation à ses clients, comprenant la mobilité électrique, le chauffage bas carbone, la microproduction d'électricité, les contrats d'achat d'énergie renouvelable (PPA), des services de flexibilité et des compteurs associés à des services de données. Principal acteur de la flexibilité via batteries en Grande-Bretagne et premier acheteur d'énergie renouvelable par le biais de PPA, EDF Energy utilise ses capacités sur le marché de masse pour proposer ses services aux autres acteurs de l'industrie.

1.4.5.1.2 Les activités d'EDF Energy

CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION D'EDF ENERGY AU ROYAUME-UNI – 2024

EDF Energy	31/12/2024	31/12/2023
Électricité fournie [1] (en GWh)	45 011	44 755
Gaz fourni (en GWh)	27 124	27 598
Nombre de comptes clients résidentiels (en milliers) [2]	5 213	5 358
Nombre de salariés [3]	12 680	11 588
Taux global d'accidents déclarés [4]	0,63	0,72

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.

(2) Données à la fin de l'exercice.

(3) Effectif fin de période, y compris les salariées en congé maternité. Hors effectif de Pod Point.

(4) Taux global d'accidents déclarés : nombre annuel total d'accidents du travail avec arrêts, décès, blessures traitées au travail (hors premiers soins)/nombre d'heures travaillées × 1 000 000. Cela concerne tous les salariés, le personnel intérimaire et le personnel des sous-traitants. Hors EDF Renewables UK et hors projet Hinkley Point C. Le taux de fréquence d'accidents (TFA) pour Hinkley Point C s'élève à 0,05 à fin décembre 2024 (0,086 à fin décembre 2023).

1.4.5.1.2.1 La réglementation applicable aux installations nucléaires de base au Royaume-Uni

La réglementation suivante est applicable à la fois à la production nucléaire d'EDF Energy et aux nouvelles constructions au Royaume-Uni.

Cadre réglementaire

Installations nucléaires de base au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, la loi sur les installations nucléaires de 1965 (« NIA 1965 ») exige qu'EDF Energy détienne une licence de site nucléaire *(Nuclear Site Licence, NSL)* pour chacune de ses centrales nucléaires existantes et pour les centrales en construction. Elle lui impose de se conformer à un certain nombre de conditions de licence. La loi de planification de 2008 (« PA 2008 ») a créé les *Development Consent Orders* (DCO), qui sont les autorisations requises pour construire une nouvelle centrale nucléaire au Royaume-Uni. Le processus d'obtention d'un DCO comprend une évaluation de l'impact environnemental, la mise en place de mesures d'atténuation de celui-ci ainsi que la tenue d'un certain nombre de consultations publiques.

Office for Nuclear Regulation (ONR)

Au Royaume-Uni, l'Office for Nuclear Regulation (ONR) et l'Environment Agency (EA)/Scottish Environment Protection Agency (SEPA) sont responsables de la sûreté, de la sécurité, de la gestion de crise et de la réglementation environnementale qui s'applique aux sites nucléaires britanniques.

L'ONR est chargé de la réglementation et de l'inspection des installations nucléaires. Les lois suivantes sont sous son contrôle :

- la loi de 1974 sur la santé et la sécurité au travail (« HSWA 1974 »), qui définit les obligations d'EDF en matière de sécurité des travailleurs et du public sur ses sites ;
- la *Nuclear Installations Act 1965* (« NIA 1965 »), qui exige que les exploitants de centrales nucléaires détiennent une licence de site nucléaire, qu'ils se conforment aux conditions de cette licence et qu'ils détiennent une assurance responsabilité nucléaire ;
- l'*Energy Act* 2013 (partie 3) (« EA 2013 ») a conféré à l'ONR le statut d'organisme statutaire. Elle a également confirmé les missions de l'ONR dans les domaines de la sûreté nucléaire, la santé et la sécurité sur les sites nucléaires, la sécurité des installations nucléaires, la gestion des matières radioactives et leur transport. L'annexe 8 de la loi décrit en détail les pouvoirs des inspecteurs de l'ONR ;
- les réglementations sur les rayonnements ionisants de 2017 (« IRR 2017 »), qui sont basées sur la directive sur les normes de sûreté de base (*Basic Safety Standards Directive*), et qui prévoient la protection des travailleurs et du public contre les rayonnements ionisants ;

(1) Acquise en février 2024.

- le règlement de 2016 sur les autorisations environnementales en Angleterre et au Pays de Galles (*Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2016*) et le règlement de 2018 sur les autorisations environnementales en Écosse (*Environmental Authorisations (Scotland) Regulations 2018*). Le règlement de 2016 fournit le cadre actuel d'autorisation des substances radioactives. Celui de 2018 fournit le cadre d'autorisation des activités environnementales et n'inclut actuellement que les activités liées aux substances radioactives. L'EA et la SEPA sont les régulateurs respectivement responsables des réglementations de 2016 et 2018.

Lors de l'évaluation des mesures qui peuvent être nécessaires pour réduire les risques des activités conformément à la HSWA 1974, l'ONR exige que les risques soient réduits au niveau le plus raisonnablement praticable.

L'ONR utilise les pouvoirs qui lui sont conférés en vertu de la NIA 1965, de l'EA 2013 et des 36 conditions de licence pour les sites nucléaires comme base de son régime de surveillance et d'application des lois. L'ONR dispose de pouvoirs d'inspection étendus qui lui permettent d'inspecter les installations nucléaires, de demander des documents et de mener des enquêtes. Cela débute par un examen et une évaluation détaillés de la sûreté de la conception et se poursuit tout au long de l'exploitation et du démantèlement des installations.

En vertu de la NIA 1965, l'ONR est autorisé à accorder des licences aux demandeurs et à imposer des conditions de licence qui peuvent être modifiées ou révoquées. En particulier, l'ONR peut interdire certaines opérations nucléaires ou révoquer la licence d'un site nucléaire. Plus communément, l'ONR peut consentir à des actions spécifiques, approuver des dispositions ou exiger des changements/variations des opérations. Le non-respect de la législation en matière de sûreté peut être sanctionné d'une amende d'un montant illimité, une peine d'emprisonnement d'une durée maximale de deux ans pour les Directeurs, ou les deux.

Brexit

L'accord sur le nucléaire civil (*Nuclear Cooperation Agreement* – « NCA ») conclu entre l'Europe et le Royaume-Uni le 30 avril 2021 est semblable à d'autres NCA que l'UE a signés avec des pays non-membres de l'UE. Il s'applique pendant une période initiale de 30 ans et prévoit un engagement de coopération dans le domaine du nucléaire civil, y compris en matière de protections, de sûreté et de sécurité. Il fournit également un cadre pour le commerce des matières et des technologies nucléaires, facilite la recherche et le développement et permet l'échange d'informations.

1.4.5.1.2.2 La production nucléaire

EDF Energy détient huit centrales nucléaires au Royaume-Uni (15 réacteurs) dont trois (6 réacteurs) sont en phase de déchargement du combustible. La capacité de production totale était de 5,9 GW en 2024. Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, la société mère de l'entité détenant les actifs d'exploitation nucléaire (hors nouveau nucléaire).

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness) sont des centrales à réacteurs avancés refroidis au gaz (RAG). La huitième, Sizewell B, est une centrale à réacteur à eau pressurisée (REP).

Sûreté et radioprotection

La sûreté nucléaire est la priorité absolue d'EDF Energy. En 2024, quatre évènements de niveau 1 (anomalie) ont été enregistrés sur l'*International Nuclear Event Scale* (échelle INES).

Des procédures strictes sont appliquées pour contrôler et réduire le plus possible les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires existantes d'EDF Energy. En 2024, la dose individuelle moyenne reçue par l'ensemble des employés des sites nucléaires d'EDF Energy a été d'approximativement 0,042 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue en 2023 a été de 4,410 mSv, sachant que la dose maximale légale est de 20 mSv par an.

La durée de vie des centrales

La durée de vie de chaque centrale est principalement déterminée par sa capacité technique et financière à respecter le niveau de sûreté requis. Celle-ci est déterminée à chaque arrêt programmé avant la période d'exploitation suivante au moyen d'opérations d'inspection, de maintenance, de test et d'évaluation de la performance de la centrale. Après chaque arrêt, le redémarrage du réacteur doit faire l'objet d'une autorisation préalable de l'ONR. La période d'exploitation courant entre deux arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de 18 mois pour Sizewell B.

De plus, tous les dix ans, les centrales font l'objet d'un examen périodique de la conception et de la sûreté opérationnelle et organisationnelle plus détaillé et plus étendu (*Periodic Safety Review* – PSR). La poursuite de l'exploitation nécessite la validation de cet examen par l'ONR. Le PSR de la centrale Sizewell B a été soumis à l'ONR en janvier 2024 et sa lettre de décision a été reçue en janvier 2025. Cette lettre a confirmé qu'il n'y avait pas de problèmes de sécurité importants ou de difficultés à poursuivre l'exploitation.

Les centrales RAG ont été conçues pour une durée de vie nominale de 25 ans et Sizewell B de type REP pour une durée de vie de 40 ans. Toutefois, l'investissement, les savoirs techniques, les compétences opérationnelles et l'expérience en matière de sûreté d'EDF Energy ont permis d'allonger les durées d'exploitation prévues des centrales RAG. En décembre 2024, il a été annoncé l'extension supplémentaire de la durée de vie des centrales Hartlepool et Heysham 1 d'un an jusqu'à mars 2027 et de Heysham 2 et Torness de deux ans jusqu'à mars 2030. Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, les durées d'exploitation des centrales RAG ont été prolongées de huit ans en moyenne.

Voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », le facteur de risque 1B « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) – Parc nucléaire au Royaume-Uni ».

PUISSANCE ET PRODUCTION PAR CENTRALE ÉLECTRIQUE EN EXPLOITATION

Centrales électriques	Capacité [1] (en MW)	Production [2] (en TWh) 2024	2023
Centrales électriques RAG			
Hartlepool	1 185	6,1	7,3
Heysham 1	1 060	5,8	6,5
Heysham 2	1 240	8,6	7,6
Torness	1 200	8,0	8,3
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	8,8	7,7
TOTAL	**5 883**	**37,3**	**37,3**
FACTEUR DE CHARGE [3]		**72 %**	**72 %**

(1) Les productions des réacteurs sont nettes de toute électricité consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau au 1er janvier 2024.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts pour rechargement du combustible, les arrêts programmés et les arrêts fortuits. Les importations concernant des centrales non productrices ne sont pas prises en compte.

(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité sur la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

Le parc nucléaire a produit 37,3 TWh en 2024, soit une production stable par rapport à 2023.

Les arrêts des quatre tranches des centrales Heysham 1 et Hartlepool, effectués en 2024 après la défaillance d'une vanne de vapeur dans la centrale Heysham 1 fin 2023, ont été en partie compensés par un nombre plus faible d'arrêts programmés en 2024.

DURÉES D'EXPLOITATION* ET DATES DE FERMETURE ATTENDUES

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture
Hinkley Point B	RAG**	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022
Hunterston B	RAG	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022
Dungeness B	RAG	Avr. 1983	38 ans	13 ans	2021
Heysham 1	RAG	Juil. 1983	44 ans	20 ans	2027
Hartlepool	RAG	Août 1983	44 ans	20 ans	2027
Torness	RAG	Mai 1988	42 ans	17 ans	2030
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	42 ans	17 ans	2030
Sizewell B	REP	Févr. 1995	40 ans	–	2035

** Telles que formellement enregistrées par EDF Energy et approuvées par la Nuclear Decommissioning Authority (« NDA »).*

*** Réacteurs avancés refroidis au gaz.*

La gestion des déchets radioactifs et des activités de démantèlement

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en quatre catégories :

- les déchets de « faible activité » (*Low Level Waste* – LLW), pour lesquels un exutoire existe incluant le centre de stockage près de la surface de Drigg dans le comté de Cumbria ;
- les déchets de « moyenne activité » (*Intermediate Level Waste* – ILW), pour lesquels aucun exutoire n'est actuellement disponible au Royaume-Uni ;
- les déchets de « haute activité » (*High Level Waste* – HLW) qui se définissent comme des déchets radioactifs dont la température peut s'élever significativement du fait du niveau de radioactivité. Ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage et d'évacuation de ces déchets ;
- les déchets « *Higher Activity Waste* » (HAW) qui regroupent les déchets HLW, ILW et LLW qui ne peuvent être stockés près de la surface.

La stratégie d'EDF Energy concernant les déchets LLW et HAW est conforme à la volonté des gouvernements britannique et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, valoriser). Le recours à une série d'exutoires et de solutions de recyclage doit favoriser l'utilisation optimale du centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria au Royaume-Uni. À l'heure actuelle, seule une voie d'évacuation pour les déchets LLW existe au Royaume-Uni.

Les déchets HAW sont entreposés sur le moyen terme dans des installations sûres, construites spécialement à cet effet, sur les sites des centrales appartenant à EDF Energy en attendant que l'Angleterre et l'Écosse déploient des solutions de stockage à plus long terme à l'échelle nationale.

Le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de Sellafield (détenu par Sellafield Limited, une filiale de la NDA) en vue d'y être entreposé sur le long terme.

Le combustible REP usé de Sizewell B est entreposé sur site, dans une installation d'entreposage à sec prévue à cet effet destinée à entreposer en toute sécurité le combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage de long terme en surface, le combustible REP usé de Sizewell B sera évacué vers un futur site de stockage géologique au Royaume-Uni.

Les accords sur le combustible usé RAG ont été conclus au moment de la restructuration de British Energy et, dans ce cadre, EDF Energy finance son stockage à long terme (et le retraitement des années précédentes) du combustible nucléaire usé. La stratégie de stockage du combustible de Sizewell B est approuvée par la NDA car elle est financée par le Nuclear Liabilities Fund (« NLF »).

Des politiques visant à améliorer et à optimiser en permanence les quantités de combustible usé et de déchets sont mises en œuvre par EDF Energy. Elles s'inscrivent dans le cadre de politiques plus larges, établies à l'échelle de l'entreprise, en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement.

Cadre réglementaire

La gestion des déchets radioactifs au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF est tenu, en vertu de la condition 34 de la licence de site nucléaire, de veiller, autant que raisonnablement possible, à ce que les matières radioactives et les déchets radioactifs présents sur ses sites soient contrôlés ou confinés de manière adéquate afin d'éviter toute fuite ou dissémination.

En Angleterre, l'Agence pour l'environnement (EA – Environment Agency) réglemente l'évacuation des déchets radioactifs des sites nucléaires autorisés en vertu des *Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2016*. Ces réglementations couvrent également ce qui était auparavant régi par la prévention et le contrôle de la pollution (*Pollution and Prevention Control),* les autorisations de rejet de la loi sur les ressources en eau (*Water Resources Act*), les autorisations d'activités soumises au risque d'inondation et les autorisations en matière de gestion des déchets.

Le Comité pour la gestion des déchets radioactifs (CoRWM) a publié ses recommandations pour la gestion à long terme des déchets de haute activité en 2006. En réponse, le gouvernement britannique a établi que le stockage en couches géologiques profondes est la voie privilégiée pour le stockage des déchets de haute activité en Angleterre. Il a fixé le cadre de la gestion du stockage à long terme par stockage géologique, combiné à un entreposage intermédiaire sûr et sécurisé.

En Écosse, l'agence de protection de l'environnement écossaise (Scottish Environmental Protection Agency–SEPA) réglemente l'élimination des déchets radioactifs provenant des sites nucléaires autorisés. Le gouvernement écossais mène une politique de stockage ou d'élimination à long terme, près de la surface et près du site, pour les déchets HAW provenant des sites écossais.

Le démantèlement des installations nucléaires

Au Royaume-Uni, EDF est soumis à la condition 35 de la licence de site nucléaire qui constitue le socle des plans et des programmes détaillés de démantèlement exigés par l'ONR. Toutefois, ces exigences doivent être prises en compte avec d'autres dispositions légales telles que les règlements de 1999 sur les réacteurs nucléaires (évaluation de l'impact environnemental pour le démantèlement) (*Nuclear Reactors [Environmental Impact Assessment for Decommissioning] Regulations 1999*), qui exigent une évaluation de l'impact environnemental du démantèlement et des mesures d'atténuation de cet impact.

Le démantèlement est généralement effectué par étapes, l'ONR devant donner son approbation formelle avant de passer à l'étape suivante. L'ONR peut exiger que le démantèlement soit commencé ou arrêté à tout moment et doit approuver les plans de démantèlement pour chaque étape du processus.

Les exploitants potentiels de centrales nucléaires sont tenus de soumettre, dans leur FDP (*Funding Decommissioning Programme*) un plan de démantèlement et de gestion des déchets (« DWMP »). Il détaille les plans chiffrés de l'exploitant pour remplir ses obligations de démantèlement, de gestion et d'évacuation des déchets, et comprend un plan de financement (« FAP »), expliquant comment l'exploitant constituera des provisions financières au titre de ses obligations. Le chapitre 1 de la partie 3 de la loi sur l'énergie de 2008 (« EA 2008 ») énonce les règles régissant le démantèlement et l'assainissement des sites nucléaires, ainsi que des dispositions détaillées sur les FDP. Voir la section 6.1, la note 15.2.3 « Provisions pour déconstruction » des annexes aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

EDF Energy est signataire d'une série d'accords (les Accords de restructuration) qui définissent la manière dont les coûts de démantèlement et les passifs non contractuels éligibles seront financés par le Nuclear Liabilities Fund (NLF). Ils comprennent une garantie du gouvernement britannique pour les coûts de démantèlement des centrales nucléaires existantes. Le NLF était initialement financé par une contribution du gouvernement britannique. Depuis sa privatisation, il est financé par EDF Energy Nuclear Generation Ltd., qui effectue des versements trimestriels selon les termes d'un accord de contribution. En 2020, le gouvernement britannique a versé au NLF une contribution supplémentaire de 5 milliards de livres sterling.

ENGL et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration le 23 juin 2021. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent qu'une fois la phase d'évacuation du combustible terminée sous la responsabilité d'EDF Energy, toutes les centrales RAG seront transférées aux Nuclear Restoration Services (NRS), qui ont été désignés par le gouvernement britannique pour réaliser les activités ultérieures de démantèlement [1]

La production thermique et le stockage de gaz

La centrale de Cottam a fermé le 30 septembre 2019, après plus de 50 ans de service. La décision de fermeture tient à l'évolution des conditions de marché ainsi qu'à la volonté de décarboner la production d'électricité. Actuellement, les travaux de démantèlement avancent de manière satisfaisante, avec une date d'achèvement de la démolition prévue en 2026.

La centrale de West Burton A a fermé le 31 mars 2023, après 57 ans de service. La décision de fermer la centrale est conforme à l'engagement d'EDF de contribuer à atteindre la neutralité carbone. Actuellement, les travaux de démantèlement avancent de manière satisfaisante, avec une date d'achèvement de la démolition prévue en 2028.

La décision de vendre d'EDF Energy (Gas Storage) Limited, qui compte deux centres de stockage de gaz (Hilltop Farm et Hole House) a été prise en 2023 et la vente a été finalisée en avril 2024.

Prix du carbone

En tant que plus grand producteur d'électricité à faible teneur en carbone du pays, les revenus d'EDF Energy bénéficient de l'augmentation du prix de gros de l'électricité. Celui-ci est impacté par l'application d'un prix du carbone aux émissions de CO_2 liées à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Les producteurs d'électricité en Grande-Bretagne sont soumis à deux mécanismes de tarification du carbone : le système britannique d'échange de quotas d'émission (*Emissions Trading Scheme – ETS)* et la taxe britannique de soutien du prix du carbone fixée à 18 £/tonne jusqu'en mars 2026.

(1) Voir la section 6.1, la note 15.2.1 « Cadre réglementaire et contractuel » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

1.4.5.1.2.3 La commercialisation

	31/12/2024	31/12/2023
Électricité fournie aux clients (en GWh)	45 011	44 755
Gaz fourni aux clients (en GWh)	27 124	27 598
Nombre de comptes clients résidentiels en fin de période (en milliers)	5 213	5 358

EDF Energy fournit du gaz, de l'électricité et des services associés aux clients résidentiels et professionnels en Grande-Bretagne. La société est également en charge de l'optimisation sur le marché de gros des actifs liés à la production et à la clientèle d'EDF Energy. La taille des clients professionnels va des grands contrats du service public jusqu'aux petites entreprises privées. EDF Energy adopte des stratégies de gestion des risques différenciées pour chacun des segments.

EDF Energy est le leader britannique des installations d'efficacité énergétique grâce au programme *Energy Company Obligation (ECO) Scheme*. La société fournit des services qui vont « au-delà de l'approvisionnement », tels que la gestion et l'optimisation des actifs énergétiques, la vente et l'accès facilité aux véhicules électriques (VE), aux pompes à chaleur et aux panneaux photovoltaïques.

EDF Energy reste engagé dans son programme de déploiement de compteurs intelligents et dans la modernisation des infrastructures britanniques pour permettre l'émergence des réseaux intelligents et la tarification en fonction de l'heure de consommation. Ceci contribue à la résilience du réseau alors que le Royaume-Uni s'oriente vers un futur bas carbone.

Clients particuliers

En 2024, EDF Energy a fourni 10 522 TWh d'électricité et 25 318 TWh de gaz aux clients particuliers. Au 31 décembre 2024, EDF Energy détenait 3,1 millions de comptes clients électricité et 2,2 millions de comptes clients gaz. Le taux de résiliation pour 2024 (environ 9,7 %) est en hausse par rapport à 2023 (environ 5 %), car les prix de l'énergie ont progressivement baissé et les fournisseurs ont commencé à proposer des tarifs plus compétitifs que les SVT (*regulated Standard Variable Tariffs*). La part de marché d'EDF Energy a diminué, passant de 10,1 % à fin 2023 à 9,7 % (à la date du rapport le plus récent, le 31 octobre 2024).

Pour soutenir ses clients les plus vulnérables pendant l'hiver, EDF Energy investit 29 millions de livres sterling, un montant en hausse pour la troisième année consécutive. Ce financement permet d'aider les clients confrontés à l'endettement, en travaillant avec des partenaires pour aider les plus vulnérables, à la fois financièrement et pour chauffer et isoler leur logement. EDF Energy reste fortement engagée auprès des pouvoirs publics et des autorités de réglementation, au niveau bilatéral et en partenariat avec d'autres fournisseurs au sein de l'organisation sectorielle Energy UK. Ensemble, ils travaillent sur des questions telles que la résilience des fournisseurs, l'avenir de la méthodologie du plafond tarifaire par défaut (SVT ou *Standard Variable Tariff*) et le soutien du gouvernement aux consommateurs. Il s'agit notamment de plaider en faveur de la mise en place d'un tarif social pour les clients les plus vulnérables.

EDF Energy vient de terminer la migration de ses 5,8 millions de clients particuliers et PME vers la plateforme de Kraken Technologies. La nouvelle plateforme offre de plus grandes possibilités pour innover et mettre en visibilité les services d'EDF Energy afin de répondre aux besoins de ses clients. En raison de l'allongement prévisible du délai de traitement des demandes clients du fait de la migration des comptes clients vers Kraken et la formation du personnel du service client associé, la position d'EDF Energy dans le classement des fournisseurs d'énergie établi par Citizens Advice a chuté à la 13e position sur un total de 16 fournisseurs selon les données recueillies entre juillet et septembre 2024 (version la plus récente). EDF Energy est toutefois convaincue que ce système lui permettra de fournir un service client comptant parmi les meilleurs, comme en témoigne la note « Excellente » obtenue par EDF Energy sur TrustPilot (4,7/5) au 31 décembre 2024.

Les conséquences de la crise énergétique

Après une forte volatilité en 2021 et 2022, les marchés de gros du gaz et de l'électricité se sont stabilisés en 2023 et sont restés globalement à un niveau plus bas tout au long de l'année 2024. Les prix de gros et de détail demeurent toutefois considérablement plus élevés qu'avant la crise énergétique, et les quelques hausses soudaines et de courte durée montrent bien la nervosité persistante du marché.

La stratégie de couverture d'EDF Energy reste confrontée à un risque important en raison de l'érosion et de la volatilité de la demande. La consommation d'énergie a baissé pendant la crise énergétique et sa reprise demeure soumise à des facteurs d'incertitude. L'instabilité géopolitique, en particulier avec les conflits entre la Russie et l'Ukraine et au Moyen-Orient, provoque une augmentation de la volatilité des marchés et des risques de liquidité. La possibilité d'une modification de la réglementation présente toujours un risque important pour la société, renforcé par le changement de gouvernement intervenu au Royaume-Uni en 2024. De nouvelles réglementations pourraient affecter la capacité d'EDF Energy à générer des bénéfices grâce à ses tarifs ou à recouvrer les dettes auprès de ses clients. Alors que les prix restent élevés, la vente au détail de l'énergie reste un sujet sensible pour les clients particuliers et professionnels.

En collaboration étroite avec l'Ofgem, le gouvernement britannique et d'autres parties prenantes, EDF Energy participe aux discussions sur la réforme de la réglementation des marchés et sur les moyens d'aider les clients en 2025, et au-delà pour atteindre la neutralité carbone.

Évolutions réglementaires (pour les particuliers)

Plafond tarifaire par défaut et aide du gouvernement au règlement des factures

L'Ofgem a mis en place un plafonnement des tarifs pour les clients particuliers le 1er janvier 2019. Le prix était initialement fixé tous les six mois, sur la base de la moyenne des prix de gros des six derniers mois. Cependant, dans le cadre de sa réponse à la crise énergétique, l'Ofgem a revu son approche et commencé à mettre à jour le plafond tarifaire par défaut chaque trimestre.

En 2024, les derniers éléments de la réponse du gouvernement à la crise de l'énergie ont également pris fin, notamment avec la cessation de la garantie des prix de l'énergie (EPG) pour les clients domestiques le 31 mars 2024. Les fournisseurs d'énergie seront entièrement indemnisés par le gouvernement pour les économies réalisées par leurs clients dans le cadre de ces programmes. Les derniers rapprochements pour commencer à clôturer les programmes sont maintenant en cours.

Résilience du marché de l'énergie de détail

En avril 2022, l'Ofgem a mis en place une mesure de stabilisation des marchés (MSC) et une interdiction d'offrir des tarifs plus compétitifs aux nouveaux clients (*Ban on Acquisition Tariffs* - BAT) jusqu'à la fin mars 2023, puis a prorogé ces deux mesures jusqu'en mars 2024.

La MSC a pris fin en mars 2024. Elle obligeait un fournisseur acquérant de nouveaux clients résidentiels à indemniser le fournisseur précédent si les prix de gros tombaient sous le plafond fixé. Ce mécanisme devait permettre de réduire le risque de défaillances coûteuses des fournisseurs et de garantir que les entreprises qui achetaient de l'énergie en amont pour leurs clients ne seraient pas pénalisées en cas de chute significative des prix de gros. La MSC a été déclenchée pour la première fois en novembre 2022.

Avec la mesure (BAT), les fournisseurs n'ont pas le droit de réserver les offres attractives à durée déterminée aux nouveaux clients, puisque leurs clients existants doivent pouvoir bénéficier également des prix réduits. Alors que cette interdiction devait initialement s'appliquer jusqu'en mars 2023, l'Ofgem l'a prolongée à trois reprises, et elle restera désormais en place *a minima* jusqu'en mars 2026.

Ces mesures ont permis de stabiliser le marché et d'éviter les comportements court-termistes des fournisseurs. Associées à la baisse des prix de gros et au changement de méthodologie du plafond tarifaire par défaut, elles ont permis aux fournisseurs de compenser les lourdes pertes de couverture subies au cours de la crise énergétique de 2021 et de 2022.

ECO4 et *Warm Home Discount*

Le plan ECO3 a pris fin le 31 mars 2022. Il a été remplacé, à l'été 2022, par ECO4, la quatrième version du plan en vigueur jusqu'au 31 mars 2026. Tout comme ECO3, le dispositif ECO4 oblige les grands fournisseurs à favoriser les mesures d'efficacité énergétique pour aider les clients vulnérables à réaliser des économies sur leurs factures.

En outre, le gouvernement a mis en place le Great British Insulation Scheme (GBIS) en 2023, qui se poursuit simultanément jusqu'au 31 mars 2026. Le programme GBIS est conçu pour élargir les critères d'éligibilité des ménages afin qu'ils puissent bénéficier de mesures d'efficacité énergétique lorsqu'ils ne sont pas éligibles à ECO4. En 2024, le montant total des engagements d'EDF Energy au titre de l'Energy Company Obligation (ECO 4) et du Great British Insulation Scheme (GBIS) a été porté à 140 millions de livres sterling et devrait encore augmenter pour atteindre 169 millions de livres sterling en 2025.

Le programme WHD (Warm Home Discount) se poursuit également annuellement jusqu'à l'hiver 2025/2026. Le montant de l'aide accordée aux foyers éligibles est actuellement de 150 livres sterling.

Résilience financière

L'Ofgem a introduit de nouvelles règles pour s'assurer que tous les fournisseurs d'énergie détiennent suffisamment de liquidités sur la base des soldes créditeurs des clients, et qu'ils peuvent faire face à leurs obligations au titre de l'obligation relative aux énergies renouvelables (RO). EDF Energy et les fournisseurs d'énergie similaires doivent détenir un minimum de 20 % des soldes créditeurs de ses clients particuliers sous forme de liquidités et l'intégralité des obligations d'entités représentatives au moyen de garanties ou de certificats achetés. EDF Energy se conforme pleinement à ces exigences. EDF Energy a remis sa première revue annuelle de conformité en mars 2024, confirmant que les nouvelles exigences de fonds propres minimaux de l'Ofgem, qui s'appliqueront à partir de mars 2025, seront respectées.

Politique en matière de compteurs intelligents

Les fournisseurs d'énergie britanniques étaient tenus de prendre « toutes les mesures raisonnables » pour installer des compteurs intelligents pour leurs clients particuliers et les PME avant fin décembre 2021.

Depuis janvier 2022, une nouvelle obligation a été imposée à tous les fournisseurs de continuer à installer des compteurs intelligents jusqu'à fin décembre 2025. Pendant cette période, les fournisseurs doivent atteindre des objectifs annuels minimaux d'installation. Ces objectifs étaient très difficiles à atteindre étant donné que les compteurs intelligents demeurent facultatifs pour les clients et que le taux de basculement est resté faible. EDF s'emploie à fournir des compteurs intelligents à tous les clients particuliers et PME qui souhaitent bénéficier de cette nouvelle technologie. Cependant, la société a enregistré une performance de premier plan en 2022 et en 2023 comme tous les autres grands fournisseurs, mais elle n'est pas parvenue à atteindre les objectifs minimaux qui avaient été fixés. Cette tendance devrait se poursuivre jusqu'à la fin de la période réglementée au vu du nombre croissant de clients qui refusent les compteurs intelligents. Le récent changement de gouvernement et l'expiration prochaine du cadre actuel des objectifs pour les compteurs intelligents sont l'occasion de définir un nouveau cadre mettant l'accent sur l'installation rapide d'un compteur intelligent pour les clients qui souhaitent en avoir un.

En 2024, EDF Energy a installé plus de 274 000 compteurs intelligents supplémentaires. Fin 2024, 66 % des clients d'EDF Energy éligibles disposent de compteurs intelligents. EDF Energy a ainsi installé à ce jour 3,65 millions de compteurs intelligents.

Clients professionnels

EDF Energy fournit environ 364 000 clients de petites entreprises (PME) et environ 17 000 clients industriels et commerciaux (I&C), dont environ 15 000 clients d'entreprises de taille moyenne et environ 2 000 clients de grandes entreprises. L'activité I&C (EDF Business Solutions – « EBS ») fournit également plusieurs grands clients du secteur public, notamment Crown Commercial Services (le plus important contrat énergétique en volume au Royaume-Uni) et Scottish Procurement.

En 2024, le segment professionnel a fourni un total de 34,49 TWh d'électricité aux clients non particuliers, dont 2,31 TWh aux clients PME et 32,18 TWh aux clients I&C. Au total, EDF Energy a fourni 1,81 TWh de gaz aux clients professionnels, dont 1,21 TWh aux clients PME et 0,6 TWh aux clients I&C.

Le marché des clients professionnels au Royaume-Uni représente environ 154,4 TWh, faisant d'EDF Energy le plus grand fournisseur d'électricité en volume auprès des clients professionnels, assurant environ 21 % du marché professionnel. Le volume fourni par EDF au marché de l'électricité non domestique a augmenté de 0,4 TWh sur un an grâce à la forte croissance de son activité B2B.

Sur le segment des PME, le nombre de clients a augmenté de 22 % cette année, essentiellement du fait de l'acquisition du portefeuille PME d'Opus Energy. EDF Energy est désormais le 2e fournisseur du segment des PME en termes de nombre de compteurs au Royaume-Uni, devant E.On.

Les ventes du segment des PME d'EDF Energy ont une nouvelle fois augmenté et l'entité a amélioré son service client, consolidant ainsi sa position de leader du marché. Elle continue à développer ses activités gazières, qui fournissaient environ 4 700 points de comptage à fin 2024.

En ce qui concerne le segment des grandes entreprises, une approche ciblée a permis l'acquisition de 12 nouveaux clients en 2024, dont deux supérieurs à 100 GWh. En outre, 36 contrats avec de grandes entreprises ont été renouvelés. EDF Energy a fourni environ 15 TWh au titre des contrats passés avec ses clients du secteur public.

Sur le marché d'achat de l'électricité, EDF Energy reste le plus grand acheteur d'électricité renouvelable par le biais de PPA (sur la base de ses capacités propres et celles de tiers) en Grande-Bretagne selon le dernier rapport du secteur publié par Cornwall Insight. Des contrats ont été signés avec 401 sites d'énergie renouvelable, dont 7 nouveaux PPA corporate pour 2 nouveaux projets d'éoliennes terrestres et 5 projets d'énergie solaire.

Évolution de la réglementation (pour les clients non particuliers)

Energy Bill Relief Scheme et *Energy Bill Discount Scheme*

En réponse à la hausse des prix de l'énergie au troisième trimestre 2022, le gouvernement britannique a mis en place l'*Energy Bill Relief Scheme* (EBRS, plan d'aide au paiement des factures d'énergie). Il vise à aider les entreprises à régler leurs factures d'énergie dans un contexte de hausse des prix. Dans ce cadre, le gouvernement a accordé des remises sur les prix unitaires du gaz et de l'électricité. Cette remise est calculée en comparant la part du prix de gros estimé dans le prix unitaire qu'un client paierait durant l'hiver 2022/2023, avec un prix de référence garanti par le gouvernement, inférieur aux prix de gros actuellement prévus. Le dispositif initial s'est étendu du 1er octobre 2022 au 31 mars 2023, puis a été remplacé par l'Energy Bill Discount Scheme (EBDS), un plan de réduction des factures d'énergie, qui a duré jusqu'au 31 mars 2024. Dans le cadre de l'EBDS, les entreprises bénéficiaient d'une remise sur les prix de gros plutôt que d'un plafonnement des coûts, comme le prévoyait l'EBRS. Au total, EDF Energy a fourni environ 1,1 milliard de livres sterling de soutien gouvernemental à ses clients professionnels dans le cadre de ces dispositifs. La réduction était automatiquement appliquée sur les factures des clients éligibles, et était ensuite récupérée auprès des autorités publiques.

Services liés au marché de gros

Principes généraux

Les achats d'énergie et de gestion des risques d'EDF Energy visent à s'assurer que les activités d'EDF Energy sont optimisées et que ses services sont fournis à un prix compétitif, tout en limitant le risque de volatilité sur ses marges brutes. Un département dédié d'EDF Energy, *Wholesale Market Services* (WMS), a vocation à gérer, de façon centralisée, les risques inhérents au marché de gros dans le cadre de limites de risques et d'un contrôle prédéfini. Il assure une interface unique avec le marché de gros via EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy. Il négocie et gère des services d'accès au marché et d'optimisation pour le compte de tiers, tels que des producteurs d'électricité.

Approvisionnement et vente d'électricité

Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue à Centrica, actionnaire minoritaire du parc nucléaire actuel, conformément aux accords conclus avec Centrica. Les 80 % restants sont vendus en interne aux mêmes conditions de prix que celles prévues dans l'accord avec Centrica, sur la base des prix du marché publiés, lissés sur les prix à terme de l'électricité lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne également au travers de contrats d'achats d'énergie principalement avec des producteurs d'énergie renouvelable et issue de la cogénération. En 2024, ces achats ont représenté environ 8,84 TWh.

WMS Flexibility Services propose à ses clients des services d'accès au marché et d'optimisation pour le stockage (par exemple, des batteries) et la production à petite échelle (centrales à gaz spécialisées en gestion de pointe par exemple) afin de tirer des revenus des services liés au marché de gros et des services de flexibilité. En 2024, elle a obtenu 545 MW de nouveaux contrats d'optimisation de batteries et a signé le renouvellement de contrats de batteries auprès de partenaires existants à hauteur de 20 MW. Elle a également obtenu 27 MW dans le cadre de nouveaux contrats de production de gaz en gestion de pointe et signé le renouvellement de contrats similaires déjà en place à hauteur de 30 MW.

La position d'acheteur net d'EDF Energy sur le marché de gros, pour les volumes livrés en 2024, a été d'environ 6,6 TWh (y compris les ventes structurées), avec environ 18,7 TWh vendus et 25,2 TWh achetés.

Véhicules électriques (Pod Point)

EDF détient une participation de 54,05 % dans Pod Point.

En 2024, Pod Point a déployé environ 28 000 points de charges résidentiels pour véhicules rechargeables. Ces ventes ont été réalisées malgré des problèmes de chaîne d'approvisionnement et une crise du coût de la vie qui a ralenti la croissance du marché des véhicules électriques. EDF Energy compte actuellement 45 000 clients propriétaires de véhicules électriques, soit une hausse de 90 % par rapport à 2023, dont environ 15 800 bénéficient d'un tarif pour véhicules électriques.

Pompes à chaleur (EDF Heat Pumps ex-CB Heating)

En 2023, EDF Energy a acquis 100 % de CB Heating, un leader dans l'installation de pompes à chaleur. Cela fait suite à un investissement stratégique réalisé dans l'entreprise en 2022. En 2024, EDF Energy a vendu (brut) environ 1 600 pompes à chaleur et en a installé 1 000, ce qui représente une augmentation d'environ 70 % des ventes pour CB Heating en 2024 par rapport à 2023. Cette tendance est encouragée par le programme ECO et par la hausse du financement dans le cadre du *Boiler Upgrade Scheme*, qui passe de 5 000 à 7 500 livres sterling par installation.

Panneaux solaires et batteries (Contact Solar)

En février 2024, EDF Energy a acquis Contact Solar, société de premier plan dans l'installation de panneaux solaires photovoltaïques résidentiels. EDF Energy a progressivement augmenté le nombre de prospects générés pour Contact Solar tout au long de l'année, depuis la finalisation de l'acquisition en février, a réalisé environ 1 900 ventes (brut) et 1 300 installations.

1.4.5.1.2.4 Le Nouveau Nucléaire

À la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF Energy le 28 juillet 2016, EDF Energy et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »).

EDF participe au développement d'un projet de centrale nucléaire à Sizewell dans le Suffolk (projet « Sizewell C » basé sur la technologie EPR).

Hinkley Point C (HPC)

Au 31 décembre 2024, EDF Energy possède 72,6 % de HPC, CGN détenant les 27,4 % restants.

Comme tout projet de cette ampleur, le projet comporte des risques industriels très importants (travaux et productivité sur site, réalisation des fabrications par les fournisseurs, aléas de chantier et de mise en service, tensions sur les marchés mondiaux) pouvant engendrer des retards et des dépassements du coût à terminaison du projet. Ces risques sont détaillés dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

Réalisations du projet

En 2024, le projet Hinkley Point C a franchi une série d'étapes importantes :

- tranche 1 - bâtiment réacteur : installation de la cuve. La séquence d'installation de la cuve a eu lieu entre le 30 novembre et le 3 décembre. HPC est le premier nouveau réacteur construit en Grande-Bretagne depuis plus de 30 ans. La fabrication de la cuve par Framatome a débuté en 2011. Constituée de plus de 500 tonnes de fonte, la cuve contiendra le combustible nucléaire ;
- tranche 1 - hall turbine : installation du stator du générateur. Le stator, construit par Arabelle Solutions, est arrivé depuis Belfort sur site le 17 novembre 2024 et a été installé le 17 décembre 2024 ;
- tranche 1 – programme diesel : démarrage de l'installation des échangeurs thermiques ;
- tranche 2 – bâtiment réacteur : pose du troisième rondeau du liner de confinement. Cette pièce est le troisième et dernier élément du liner de confinement. Elle a été préfabriquée sur site et installée le 14 octobre 2024 ;
- tranche 2 – Bâtiment réacteur : installation de la piscine de transfert et de la piscine du réacteur.

Coût du projet et calendrier

Une revue du projet Hinkley Point C a été finalisée en janvier 2024 [1], ce qui a conduit à une réévaluation du calendrier et du coût de la construction. En termes de calendrier, un démarrage de la production d'électricité de la tranche 1 vers la fin de la décennie est désormais envisagé. Plusieurs scénarios sont considérés :

- le premier scénario, autour duquel le projet est organisé, correspond à un objectif de démarrage de la production de la tranche 1 en 2029. Ce planning repose notamment sur une productivité cible pour les montages électromécaniques, sous-tendue par la mise en œuvre de plans d'action en cours d'élaboration ;
- un deuxième scénario (cas de base), tenant compte des risques inhérents à la réussite de ces plans d'action, à la montée en puissance de ces montages et au calendrier des essais, conduit à un démarrage de la production de la tranche 1 en 2030 ;
- enfin, compte tenu de la complexité du projet, un scénario défavorable pourrait conduire à un démarrage de la production d'électricité de la tranche 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 23 janvier 2024 « Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C ».

Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 milliards de livres sterling et 34 milliards de livres sterling$_{2015}$ selon les cas de figure. Le coût du génie civil et l'allongement de la durée de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres travaux) sont les deux principales causes de cette révision du coût de construction. Dans le scénario de calendrier défavorable, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.

En 2024, la performance sur les travaux de génie civil et des montages électromécaniques n'a pas donné les résultats escomptés. Des plans d'actions ont été mis en place et le projet reste dans le cadre des deux premiers scénarios mentionnés ci-dessus en termes de coût et de durée.

À fin 2024, les coûts de construction encourus hors intérêts intercalaires pour l'ensemble du projet [1] s'établissent à 26,4 milliards de livres sterling (en valeur nominale), soit 21,9 milliards de livres sterling$_{2015}$. Les intérêts intercalaires s'élèvent à 2,245 milliards de livres sterling.

À fin 2024, le Groupe a enregistré des dépréciations au titre du projet à hauteur de 945 millions de livres sterling, principalement liées à la mise à jour de l'hypothèse de courbe des taux d'inflation à long terme au Royaume-Uni (voir la section 6.1, note 10.7.2 « Tests de perte de valeur sur les *goodwill*, actifs incorporels et corporels » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024).

Financement du projet

EDF s'est engagée auprès du gouvernement britannique, dans une lettre d'accompagnement au *Secretary of State Investor Agreement* du 27 septembre 2016, à ce que si le Groupe avait l'intention de céder une participation dans HPC résultant en la perte de la majorité des droits de vote avant que la deuxième tranche ne soit opérationnelle, l'accord du gouvernement soit demandé avant d'effectuer la transaction.

Étant donné que le total des besoins de financement du projet est supérieur à l'engagement contractuel initial de financement souscrit par les actionnaires (*committed equity*), HPC a appelé ces derniers à allouer des fonds propres additionnels sur une base volontaire (*voluntary equity*) à compter du troisième trimestre 2023. Le financement de HPC est désormais assuré de façon volontaire et seule EDF contribue actuellement. En l'absence de fonds propres volontaires de CGN à ce jour, EDF recherche différentes solutions pour couvrir les besoins de financement jusqu'à la mise en service commerciale de la centrale. CGN a la capacité de reprendre le financement à tout moment.

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

L'ONR poursuit le suivi réglementaire étroit du projet HPC et met particulièrement l'accent sur les thèmes abordés par le *Chief Nuclear Inspector*, à savoir une approche stratégique de la santé et de la sécurité des sites nucléaires et de la cybersécurité. À fin 2024, la cuve du réacteur de la tranche 1 a été installée, une étape soumise à l'autorisation de l'ONR au titre des pouvoirs principaux. Dans le cadre de son régime d'autorisation flexible, l'ONR a émis une décision de non-objection à la mise en service des tableaux basse tension (LVL) en juillet 2024. Les dispositions du projet permettant d'assurer le respect de la condition 21 de la licence de site nucléaire (mise en service) ont également été mises en œuvre cette année pour permettre les activités de mise en service des tableaux LVL. À l'avenir, l'ONR a l'intention d'autoriser un certain nombre d'activités supplémentaires à mesure que le projet HPC évolue vers la phase de livraison du combustible sur site. L'ONR continue d'enquêter sur deux accidents de sécurité distincts qui se sont produits en 2022 : l'un concernant un accident mortel intervenu en novembre 2022 et l'autre concernant la chute d'une armature métallique préfabriquée sur un travailleur en août 2022. HPC continue de contribuer aux deux enquêtes et a soumis une déclaration volontaire en septembre 2024 à l'ONR au regard de l'accident mortel. Une autre déclaration volontaire a été soumise en décembre 2024 concernant l'accident impliquant l'armature métallique préfabriquée.

Contrat pour différence (*Contract for Difference* - CfD) [2]

La société de projet HPC, NNB Generation Company (HPC) Limited, et le Département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé, en octobre 2015, les conditions du contrat pour différence relatif à HPC (*CfD*). Ce dernier a été déclaré compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État par la Commission européenne en octobre 2014.

Signé le 29 septembre 2016 en parallèle de tous les autres contrats avec le gouvernement britannique, le CfD est un contrat signé par HPC et contresigné et géré par une contrepartie appelée *Low Carbon Contracts Company Limited* (*LCCC*), société de droit privé appartenant à l'État britannique, qui vise à sécuriser les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC par un mécanisme financier de compensation de la différence entre le prix d'exercice contractuel et le prix de référence du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service de chacune des tranches.

À partir de la date de mise en service commerciale de la tranche considérée, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le CfD, le producteur recevra la différence. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur sera redevable de cette différence.

Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont les suivantes :

- le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 livres sterling$_{2012}$/MWh. Le prix d'exercice sera réduit à 89,50 livres sterling$_{2012}$/MWh si le projet Sizewell C fait l'objet d'une décision d'investissement finale positive afin de tirer parti de l'effet de série, avec une compensation de Sizewell C au profit de HPC en vue de partager entre les deux projets britanniques les coûts de la technologie de la tête de série EPR, payable le 31 décembre 2025 ou lors de la décision d'investissement finale positive concernant le projet Sizewell, la date la plus tardive étant retenue ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ;
- la durée d'exercice du mécanisme est de 35 ans ; compte tenu du retard de la tranche 1, dont la mise en service commerciale devrait intervenir après le 1er mai 2029, et du retard de la tranche 2, dont la mise en service commerciale devrait intervenir après le 31 octobre 2029, la durée d'exercice de 35 ans sera réduite proportionnellement au dépassement des délais au-delà de ces dates ;
- le contrat CfD est assorti d'une date de mise en service impérative *(Longstop Date)*, en vertu de laquelle, si aucune tranche n'a été mise en service à cette date, le gouvernement britannique est autorisé (sans obligation) à mettre fin au contrat CfD. Compte tenu de l'impact de Covid-19 sur le projet et de l'issue des négociations entre le gouvernement britannique et CGN sur son retrait du projet nucléaire Sizewell C, la date de mise en service impérative a été repoussée du 31 octobre 2033 au 31 octobre 2036 ;
- par ailleurs, tout retard de mise en service commerciale de la tranche 1 de plus de sept ans après la date limite applicable à la tranche 2, dite date de mise en service impérative (*Longstop Date*), autorise le gouvernement britannique (sans obligation) à mettre fin au CfD. La date de mise en service impérative est fixée au 31 octobre 2036 ;
- le projet est protégé contre certaines évolutions réglementaires et législatives défavorables. Par ailleurs sont prévus des cas de revue des coûts (à la hausse comme à la baisse selon les hypothèses) les 15e et 25e années, et de révision de certaines conditions pour les coûts correspondant aux opérations de démantèlement et de gestion des déchets (*Funding Decommissioning Programme*).

Il n'existe pas de garantie explicite de volume dans le CfD ni de plafond annuel. En revanche, le contrat comporte des clauses de protection contre le risque de réduction de charge par le gestionnaire du réseau (*curtailment risk*) de sorte que le projet est couvert contractuellement contre ce type d'évènement.

(1) Montant calculé aux bornes du projet en cohérence avec les coûts à terminaison du projet.
(2) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents.

Exposition et gestion des risques de change, taux et inflation

Postérieurement à la phase de mise en service, la rentabilité de l'investissement en euros varie en grande partie au gré des fluctuations de la livre sterling et de l'inflation au Royaume-Uni, les recettes étant générées en livres sterling et indexées sur l'inflation.

Le projet HPC est protégé contre les fluctuations des prix du marché de l'électricité pendant la période du CfD. Il est exposé aux fluctuations des prix de l'électricité au-delà de la période du CfD.

En termes de devises, environ 15 % des 17,4 milliards de livres sterling de coûts prévus à compter de 2025 sont libellés en euros. Ceci expose tant le projet que le groupe EDF au taux de change euro/livre. En cas d'affaiblissement de la livre face à l'euro, le coût du projet en livre augmente et sa rentabilité baisse en conséquence. Une stratégie de couverture a été mise en place au niveau du projet.

Toutefois, au niveau du Groupe, la dévaluation de la livre se traduirait par une baisse du besoin de financement ramené en euros et donc de la dette du Groupe. Compte tenu de l'horizon long terme de l'investissement dans le projet HPC, le groupe EDF a déployé une stratégie progressive de couverture du risque d'appréciation de la livre dans son investissement dans HPC.

Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets

Les contrats relatifs au Programme de financement du démantèlement des centrales et de gestion des déchets (*Funding Decommissioning Programme* – FDP) de HPC ont été signés le 29 septembre 2016. Pour un détail des exigences réglementaires applicables aux opérateurs nucléaires, voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire ».

Sizewell C

Sizewell C est un projet de construction d'une centrale nucléaire dotée de deux réacteurs EPR à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre). Il est prévu que la centrale Sizewell C dispose d'une capacité totale de 3 GW alimentant en électricité 6 millions de foyers pendant environ 60 ans.

Le projet repose sur la stratégie de réplication de HPC, reproduisant autant que possible la conception et la chaîne logistique de HPC. Sizewell C bénéficiera des retours et de l'expérience d'HPC ainsi que d'une chaîne logistique britannique complète à tous égards, ce qui devrait améliorer la visibilité en termes de calendrier et de coûts.

Au 31 décembre 2023, le projet Sizewell C était entièrement consolidé dans les états financiers du Groupe. Au 31 décembre 2024, EDF a perdu le contrôle de la société Sizewell C (Holding) Ltd compte tenu notamment des éléments suivants :

- la diminution progressive du pourcentage de détention a conduit à la perte des droits d'EDF dans la gouvernance de Sizewell C, et
- la mise en place de l'équipe dirigeante de Sizewell C, indépendante d'EDF et ayant les compétences requises pour prendre les décisions et mener le projet de construction.

Par conséquent, à compter du 31 décembre 2024, la société Sizewell C (Holding) Ltd est mise en équivalence du fait de l'influence notable désormais exercée par le Groupe sur cette entité.

Décision du gouvernement britannique de soutenir le développement de Sizewell C

Le *Department for Energy Security and Net Zero* (DESNZ) a annoncé en août 2024 l'attribution de nouvelles subventions pour le développement de Sizewell C, d'un montant maximum de 5,5 milliards de livres sterling, ce qui témoigne du soutien du gouvernement britannique. Lors du lancement du budget d'automne (octobre 2024), le gouvernement britannique a affirmé que « le nouveau nucléaire jouera un rôle majeur pour permettre au Royaume-Uni de garantir sa sécurité énergétique et de produire une énergie propre, tout en proposant des milliers d'emplois qualifiés et de qualité » [1].

L'engagement d'EDF concernant le financement du projet Sizewell C est plafonné. Le montant fixé a été atteint fin 2023 et EDF n'a aucune obligation d'apporter une contribution supplémentaire au-delà de ce plafond. Dans l'attente de la décision finale d'investissement, le projet a été entièrement financé par le gouvernement britannique en 2024, qui consolide ainsi sa position d'actionnaire majoritaire au regard du projet.

Au 31 décembre 2024, le gouvernement britannique détient 83,8 % du projet et EDF les 16,2 % restants.

Préparation de la construction

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement, prévue au printemps 2025, le projet est passé d'une phase de développement à la phase de réalisation et prépare activement le démarrage de la construction.

L'engagement de financement d'actions locales pris par Sizewell C dans le cadre de la demande d'autorisation d'aménagement est devenu effectif le 15 janvier 2024 avec le démarrage des travaux sur site. L'acquisition du site principal est intervenue en mars 2024. Les entreprises de génie civil sont mobilisées et les travaux sur site s'accélèrent. La conception détaillée des ouvrages hors site (tels que les routes et les voies ferrées) et des travaux de terrassement a progressé comme prévu. Les contrats des composants et équipements critiques sont finalisés ou en cours de finalisation, et la fabrication de certains équipements critiques, incluant les cuves des réacteurs et les générateurs de vapeur, a été lancée afin de sécuriser les bénéfices de la réplication du HPC.

Des plans d'organisation et de collaboration avec HPC sont également mis en œuvre ou expérimentés.

Consentements, autorisations et licences

En juillet 2022, le gouvernement britannique a approuvé la demande d'autorisation d'aménagement (*Development Consent Orders - DCO*). Un recours devant les tribunaux contestant cette décision a été rejeté en juin et en décembre 2023. Un nouvel appel de la décision, formé en janvier 2024, a été rejeté par la Cour suprême en mai 2024. Le projet a rempli une série d'obligations comprises dans la demande d'autorisation d'aménagement (DCO) permettant le démarrage de la construction en 2024.

L'*Office for Nuclear Regulation* (ONR) a formellement accordé la licence de site nucléaire en mai 2024.

Cadre de régulation et mécanisme de partage des risques

La loi (*Nuclear Energy [Financing] Act*), entrée en vigueur en mars 2022, a prévu la possibilité d'utiliser un modèle de base d'actifs régulés (BAR, ou *Regulated Asset Base, RAB*) pour financer de futurs projets nucléaires. Le modèle BAR est un modèle de financement éprouvé qui a déjà servi à financer d'autres infrastructures de premier plan au Royaume-Uni, comme des réseaux de distribution d'eau, de gaz et d'électricité. Dans ce cadre, une société se voit octroyer par un régulateur une licence lui permettant de facturer un prix réglementé aux consommateurs en échange de la mise à disposition de l'infrastructure.

Le projet Sizewell C a été désigné en novembre 2022 comme éligible au modèle BAR. Aux termes d'une licence BAR (*generation licence*) concédée à Sizewell C par l'autorité britannique de régulation des marchés de l'électricité et du gaz (*Ofgem*), le projet recevra un revenu autorisé dès le début de la construction, qui sera financé par les fournisseurs d'électricité qui se verront facturer le coût du projet en tant qu'utilisateurs du système électrique. À leur tour, les fournisseurs d'électricité factureront le coût aux consommateurs britanniques.

L'autorité de régulation fixera un niveau de revenu autorisé pour le projet lui permettant de recouvrer les coûts (pendant les phases de construction et d'exploitation) et de rémunérer les capitaux investis dans un cadre réglementaire incitatif pour réaliser le projet. Les coûts de développement engagés jusqu'à l'entrée en vigueur de la licence BAR devraient être inclus dans la BAR et recouvrés à la signature du *Revenue Collection Agreement* à conclure entre Sizewell C et la Low Carbon Contracts Company Ltd.

(1) www.gov.uk/government/publications/autumn-budget-2024-a-gad-technical-bulletin/autumn-budget-2024-gad-technical-bulletin#:~:text=Investment,-The%20government%20has&text=This%20settlement%20provides%20%C2%A32.7,the%20clean%20energy%20superpower%20mission.

En sus du modèle BAR, le projet Sizewell C bénéficiera d'un ensemble de mesures d'aide du gouvernement britannique (*Government Support Package*, *GSP*) protégeant les investisseurs et les prêteurs contre certains risques à faible probabilité et à fort impact. La combinaison du modèle BAR et du GSP vise à partager les risques de construction et d'exploitation du projet entre les consommateurs, les contribuables et les investisseurs, et à réduire ainsi le coût de financement.

Les termes relatifs au modèle BAR et au GSP pour le projet Sizewell C sont en cours de finalisation avec le gouvernement britannique et les investisseurs potentiels. Un processus formel de consultation a été lancé en novembre 2023 sur les modalités du modèle BAR pour Sizewell C. Une autre consultation concernant la méthodologie de détermination du coût moyen pondéré initial du capital de la licence économique proposée pour le projet Sizewell C a été lancée en mars 2024.

Financement de la construction de la centrale

En septembre 2023, le gouvernement britannique a lancé un processus de recherche de financements supplémentaires auprès d'investisseurs privés pour la construction de la centrale nucléaire de Sizewell C. En octobre 2024, le gouvernement a confirmé que le processus de levée de fonds propres et de dettes dans le cadre du projet Sizewell C allait bientôt entrer dans sa phase finale. Tout comme pour les autres grands engagements pluriannuels du gouvernement, une « décision finale d'investissement quant à la poursuite du projet sera prise lors de la phase 2 de l'examen des dépenses » [1], qui devrait s'achever en 2025.

Décision finale d'investissement (FID)

La décision de construire la centrale reste soumise à l'approbation d'une décision finale d'investissement. Sizewell C et ses actionnaires, EDF et le gouvernement britannique, travaillent ensemble pour finaliser les étapes restantes menant à cette décision finale d'investissement, attendue en 2025, sous réserve notamment du respect des conditions suivantes :

- la sécurisation du financement du projet, incluant la finalisation de la licence BAR et du GSP, et la finalisation du processus de recherche de financements supplémentaires auprès d'investisseurs privés en cours ;
- un accord avec le gouvernement britannique sur le planning de référence et le coût à terminaison du projet.

Conditions de participation d'EDF à la décision finale d'investissement

La participation d'EDF au financement de la construction est soumise au respect de certaines conditions dont :

- une prise de participation dans le projet pouvant aller jusqu'à 19,99 %, y compris un plafond pour l'exposition financière en valeur ;
- une rémunération du capital attendue, en tant qu'investisseur, conforme au rendement du marché pour ce type d'actifs, au profil d'allocation des risques et à la politique d'investissement d'EDF.

Le non-respect de ces conditions (sans préjudice d'une allocation des risques satisfaisante) conduirait le Groupe à ne pas prendre de décision finale d'investissement (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A – « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

Le montant et le calendrier de l'injection de capital d'EDF en tant qu'actionnaire, en cas de décision finale d'investissement, n'ont pas encore été approuvés.

EDF et ses filiales fourniront le design de l'EPR britannique, les gros équipements clés via Framatome, les turbines à vapeur via Arabelle Solutions, les assemblages combustibles au moins pour les premiers cycles, ainsi que des services connexes au projet Sizewell C.

Bradwell B

Le projet n'a fait l'objet d'aucun développement en 2024.

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Marché et présence du groupe EDF en Italie

L'Italie fait partie des quatre marchés clés du groupe EDF en Europe, avec la France, le Royaume-Uni et la Belgique. Le Groupe est présent en Italie principalement via sa participation de 97,172 % au capital d'Edison [2].

Edison est un énergéticien de premier plan, fort de plus de 140 ans d'histoire, ce qui en fait l'un des plus anciens opérateurs du secteur.

Edison emploie aujourd'hui plus de 6 000 personnes, principalement en Italie et en Espagne, dans les domaines de la production renouvelable et bas carbone, de l'approvisionnement et de la vente de gaz naturel en gros, de la mobilité durable, et, via Edison Energia et Edison NEXT, dans la vente d'électricité, de gaz et la fourniture de services à valeur ajoutée aux clients, entreprises, territoires et administrations publiques. Le Groupe est à la pointe de la transition énergétique en Italie, conformément aux Objectifs de développement durable (ODD) de l'ONU et aux politiques européennes de décarbonation.

1.4.5.2.2 Stratégie d'Edison

Leader de la transition énergétique durable, Edison fonde sa stratégie sur trois piliers principaux :

1. soutenir la croissance du secteur des énergies renouvelables et assurer la flexibilité du réseau,
2. garantir la sécurité d'approvisionnement en adaptant ses activités gazières à l'évolution de la demande italienne et promouvoir la production de gaz vert,
3. soutenir ses clients tout au long de leur parcours de décarbonation grâce à des services à valeur ajoutée.

Dans ce contexte, ses principaux objectifs pour 2030 sont les suivants : augmenter sa puissance installée de 2 à 5 GW dans les énergies renouvelables, maintenir une part de marché de 20 % dans les ventes de gaz en Italie tout en diversifiant ses sources d'approvisionnement et en veillant à ce qu'au moins 5 % de son portefeuille proviennent de sources de gaz vert, atteindre 4 millions de contrats clients et devenir le leader des services d'efficacité énergétique pour accompagner les grands clients et les administrations publiques (villes, écoles, hôpitaux, etc.) sur la voie de la transition énergétique.

D'ici 2030, Edison souhaite décarboner 40 % de sa production d'électricité afin de disposer d'un portefeuille industriel dont l'EBITDA proviendrait à 70 % des énergies renouvelables, de la flexibilité et des activités aval, contre 35 % en moyenne sur la période 2020-2022. Pour ce faire, elle prévoit de mettre en place un plan d'investissement ambitieux (dont 85 % en adéquation avec les ODD des Nations unies et 75 % avec le règlement « Taxonomie » de l'Union européenne). Ce développement sera financé par des flux de trésorerie d'exploitation et un niveau d'endettement conforme à une notation *investment grade*.

D'ici 2040, Edison entend décarboner plus de 90 % de sa production d'électricité grâce à l'utilisation d'énergies renouvelables et de nouvelles technologies telles que le captage du CO_2 et le nouveau nucléaire, si les conditions sont réunies pour son développement en Italie.

Les principaux axes de développement à venir d'Edison sont notamment les suivants :

- **énergies renouvelables et flexibilité :** pour développer son portefeuille d'actifs de production électrique en Italie dans le but d'atteindre une capacité de 5 GW d'ici à 2030, tout en réduisant ses émissions de carbone, Edison a l'ambition d'augmenter sa production d'énergies renouvelables. Il cible des investissements dans l'éolien, le photovoltaïque et l'hydroélectricité. En parallèle, Edison a pour objectif de développer des outils de flexibilité tels que le stockage et le pompage hydraulique pour soutenir le développement des sources renouvelables intermittentes non programmables.

(1) www.gov.uk/government/publications/autumn-budget-2024/autumn-budget-2024-html
(2) Quote-part du capital. 99,473 % quote-part des droits de vote.

Edison prévoit de se concentrer sur les centrales thermoélectriques hautement efficaces et flexibles et sur les systèmes de captage et de stockage du CO_2 (CSC) pour décarboner son portefeuille de production d'électricité à partir de gaz. À l'horizon 2040, Edison estime que l'énergie nucléaire jouera un rôle clé dans la réalisation des objectifs de neutralité carbone de l'UE. La technologie des petits réacteurs modulaires (SMR) permet notamment de produire à la fois de l'électricité et de la chaleur, répondant de manière très flexible aux besoins des industries et des territoires énergivores ;

- **gaz/gaz vert :** Edison maintiendra son rôle clé dans la sécurité et l'indépendance énergétique du pays avec un portefeuille de gaz flexible et de plus en plus décarboné, grâce aux gaz verts tels que l'hydrogène et le biométhane. Son objectif pour 2030 est de continuer à satisfaire 20 % de la demande de gaz en Italie, les gaz verts représentant environ 5 % de son portefeuille. Edison adaptera son portefeuille de gaz à long terme à la diminution des besoins du marché italien tout en diversifiant ses sources de gaz sur le plan géographique et par le biais de contrats flexibles de GNL à long terme, et en développant les gaz verts (biométhane et H_2) ;
- **clients et services :** l'objectif d'Edison est d'augmenter son portefeuille clients de manière constante pour atteindre 4 millions de contrats (segments B2C et B2B) d'ici 2030 et de développer une plateforme leader de services à valeur ajoutée et de services énergétiques pour tous ses clients (segments B2C, B2B et B2G). Edison vise également à développer sa plateforme en aidant les clients et les territoires à renforcer leur compétitivité, leur efficacité, leur performance environnementale et le niveau de bien-être individuel. Edison promeut la mobilité durable, tant avec des solutions de mobilité électrique qu'en favorisant le développement d'installations pour la vente de GNL pour le transport lourd terrestre et maritime.

Edison est, par ailleurs, la plateforme gazière du groupe EDF. La société assure depuis 2017, via un contrat de services avec EDF, la gestion intégrée de tous les actifs du groupe EDF et le développement des activités d'approvisionnement gazier à long terme d'EDF (notamment achat de gaz et de GNL, gestion des contrats, optimisation de moyen-long terme et transport).

Ces dernières années, le Groupe a recentré sa position dans la chaîne de valeur du gaz suite à une réorientation stratégique vers des activités de transition énergétique.

Dans ce contexte, Edison a finalisé la cession de l'ensemble de ses actifs d'Exploration & Production (E&P) en 2023 et a signé, en juillet dernier, un accord pour la vente de 100 % d'Edison Stoccaggio à SNAM à l'issue d'un processus concurrentiel.

Le Groupe reste néanmoins très présent dans les activités gazières amont et aval.

Le Groupe bénéficie également des compétences d'optimisation à court et moyen terme d'EDF Trading, notamment grâce à son accès au marché de gros physique et financier dans le monde entier.

En juin 2024, S&P a confirmé la notation « BBB/A-2 » d'Edison et a modifié la perspective de stable à positive. Cette modification fait écho à une révision similaire de la perspective de la notation d'EDF SA et confirme qu'Edison maintient de solides performances opérationnelles et financières. Moody's a attribué la notation « Baa3 avec perspective stable » à Edison.

En 2024, avec le retour d'un scénario de prix quasi identique à la situation pré-Covid et compte tenu de son solide profil de liquidité, Edison a annulé le crédit renouvelable de 1 milliard d'euros garanti par la SACE contracté en 2023 pour faire face aux tensions qui pesaient sur son fonds de roulement suite à la crise énergétique de 2022.

En ce qui concerne la régénération des terres, Edison a constitué des provisions de plus d'un milliard d'euros au cours des trois dernières années destinées à la réhabilitation de l'environnement. Edison ReGea, pôle d'aptitudes et de compétences avancées, a été créé pour mener à bien ces activités.

Edison est également un acteur de premier plan dans le domaine de la responsabilité sociale, en particulier avec la fondation EOS – Edison Orizzonte Sociale ETS constituée en 2021 pour soutenir les collectivités locales et l'innovation sociale sur le territoire italien.

Il a en outre annoncé récemment la mise en place d'un plan de « soutien au logement » à l'intention de ses jeunes salariés. Ce programme prévoit une aide financière pour la location d'un appartement meublé de deux pièces situé non loin du travail, dans une zone bien desservie par les transports publics.

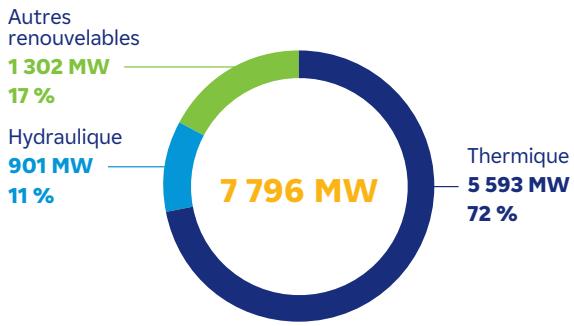
Enfin, Sustainalytics a examiné l'évaluation de l'exposition aux risques ESG d'Edison pour l'année 2024 et lui a attribué la note 23 (risque moyen) contre 24,9 en 2023, confirmant une forte qualité de la gestion des risques ESG. Cela place Edison dans le premier tiers des services publics évalués à travers le monde selon la méthodologie de Sustainalytics.

Edison a par ailleurs obtenu en 2024 le score S&P Global ESG de 54/100, soit une augmentation de 9 points par rapport à 2023. Après la mise à jour de son évaluation de durabilité par Ecovadis, la société a également obtenu la médaille Platinum, avec un score de 88 points sur 100 (contre 75/100 en 2023), se classant ainsi parmi les 1 % des entreprises évaluées les mieux notées.

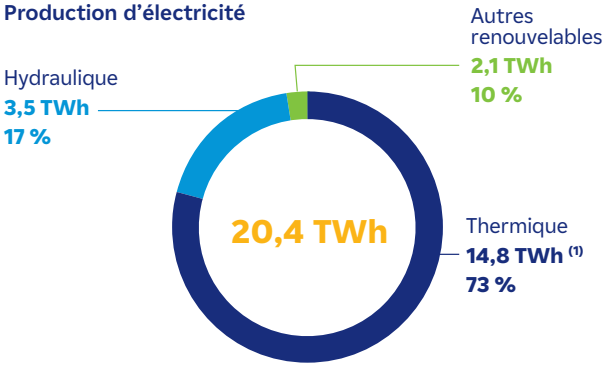
1.4.5.2.3 Activités d'Edison

CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION D'EDISON (1) – 2024

Capacité installée



Production d'électricité



(1) En données consolidées, services d'efficacité énergétique inclus.
NB : les valeurs exprimées sont arrondies.

(1) Services d'efficacité énergétique inclus.

1.4.5.2.3.1 Activité de production électrique

La production 2024

Edison couvre 7,5 % de la production d'électricité italienne avec une capacité installée de 7,8 GW répartie sur l'ensemble du territoire (7,7 % en incluant les services d'efficacité énergétique pour une production de 0,7 TWh, soit une production totale d'Edison Electricity de 20,4 TWh).

La société est un opérateur intégré tout au long de la chaîne de valeur de l'électricité, avec des activités allant de la production d'électricité à l'exploitation et à la maintenance des centrales, en passant par la vente aux clients finaux.

En 2024, Edison (hors services d'efficacité énergétique) a vendu 37,1 TWh d'électricité en Italie (contre 36,4 TWh en 2023, soit +2,1 %), dont 17,4 TWh achetés sur les marchés et 19,7 TWh produits (+5 % par rapport à l'an dernier). La hausse de la production d'Edison en 2024 est essentiellement due à la hausse de la production hydroélectrique (3,4 TWh, soit +46,1 % par rapport à 2023) principalement en raison de précipitations plus élevées. Cette augmentation fait plus que compenser la baisse de la production éolienne et photovoltaïque tout au long de l'année 2024, malgré la contribution positive des nouvelles centrales photovoltaïques mises en service au cours de l'année.

Le parc de production

À date, le parc de production d'Edison (hors services d'efficacité énergétique) est composé de 124 centrales hydroélectriques, 11 centrales thermiques (CCG), 53 parcs éoliens et 60 centrales photovoltaïques. La production d'électricité en volume est issue pour 72,2 % des CCG, pour 17,4 % de l'hydraulique et pour 10,4 % de l'éolien et des autres énergies renouvelables.

Afin de garantir la flexibilité et la sécurité du système électrique national, Edison a mis en service deux nouvelles centrales thermoélectriques à cycle combiné à la pointe de la technologie : la centrale CCG Marghera Levante (780 MW) en 2023 et la centrale CCG Presenzano (770 MW) en 2024. Ces deux centrales sont très flexibles et efficaces (efficacité énergétique de près de 63 %) et exercent un faible impact environnemental, ce qui permet de garantir (i) une réduction des émissions spécifiques de dioxyde de carbone à hauteur de 30 % par rapport à la moyenne du parc thermoélectrique italien actuel, (ii) des émissions d'oxydes d'azote (NOx) inférieures de plus de 60 % à celles des centrales existantes de taille similaire, et (iii) une utilisation limitée des ressources en eau grâce à l'adoption de systèmes de refroidissement de l'air. Les deux centrales bénéficient de la contribution fixe de 75 000 €/MW pendant 15 ans sur le marché de capacité. Il s'agit d'une étape importante pour la sécurité du système énergétique italien, garantissant une production très flexible et bas carbone, permettant d'équilibrer la nature intermittente des sources renouvelables et contribuant ainsi à la réalisation des objectifs de décarbonation du pays fixés par le PNIEC (1).

Edison continue son développement dans les renouvelables grâce à la croissance organique et à des partenariats avec des développeurs tiers.

L'année 2024 a été marquée par l'inauguration de la centrale photovoltaïque d'Aidone (41 MW) et la construction de sept nouvelles centrales photovoltaïques dans le Piémont d'une capacité totale de 45 MW, confirmant l'objectif d'Edison de s'imposer comme l'un des acteurs de référence dans ce secteur.

Edison dispose d'un important *pipeline* d'énergies renouvelables en cours de développement (plus de 2 GW) et en cours de construction (environ 400 MW).

Dans ce contexte, Edison a récemment entamé la modernisation de quatre centrales dans les Abruzzes : le remplacement de ces turbines éoliennes permettra de doubler le volume d'électricité produite.

Edison montre son intérêt pour les énergies renouvelables non seulement à travers son important plan d'investissement, mais aussi à travers des contrats d'achat d'électricité (PPA). La signature des contrats d'achat d'électricité avec des producteurs d'énergie renouvelable est un important levier pour inciter le marché à créer de nouveaux mégawatts renouvelables et à accélérer le processus de décarbonation.

En 2024, Edison a signé un contrat d'achat d'électricité auprès de tiers à un prix fixe sur une base long terme qui produira environ 50 GWh par an. Les centrales seront installées dans le nord de l'Italie.

Edison œuvre également au développement de projets ambitieux et innovants tels que les centrales éoliennes offshore flottantes, le pompage hydraulique et la production nucléaire.

En juin 2024, Edison a rejoint une entité *ad hoc* chargée de construire une centrale éolienne offshore flottante d'une capacité de 975 MW en Italie. Il a acquis une participation de 50 % dans Wind Energy Pozzallo S.R.L., Blunova (Carlo Maresca Group) détenant les 50 % restants. La centrale, qui sera située à plus de 25 km des côtes siciliennes, est actuellement en phase d'autorisation auprès du ministère italien de l'Environnement (MASE).

Edison continue à se développer dans le secteur hydroélectrique, avec l'achat et le déploiement de mini-projets hydroélectriques, et a présenté son offre pour la réaffectation des concessions hydroélectriques de Codera Ratti-Dongo, dans le cadre de la procédure d'appel d'offres lancée par la région de Lombardie. Edison travaille également sur des projets de pompage hydroélectrique en collaboration avec Webuild, dans le but de développer la chaîne d'approvisionnement en énergie hydroélectrique italienne, d'accroître l'autonomie énergétique du pays et de contribuer à son développement économique.

(1) *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.*

À l'horizon 2040, Edison estime que l'énergie nucléaire jouera un rôle clé dans la réalisation des objectifs de neutralité carbone de l'UE.

La technologie des petits réacteurs modulaires (SMR), constitue une innovation technologique qui pourrait être mise en œuvre à grande échelle en toute sécurité et qui soutiendrait les objectifs de décarbonation à long terme, en minimisant les investissements.

À ce titre, il est à noter qu'EDF, Edison, Federacciai, Ansaldo Energia et Ansaldo Nucleare ont signé en 2024 un protocole d'accord pour l'utilisation de l'énergie nucléaire afin de stimuler la compétitivité et la décarbonation de l'industrie sidérurgique italienne. Par ailleurs, Edison, Framatome et Politecnico di Milano ont signé un accord de coopération en matière de recherche scientifique et technologique et de formation dans le domaine de l'énergie nucléaire.

En dehors de l'Italie, le Conseil d'administration d'Edison a approuvé, en décembre, l'offre d'achat de la part d'Helleniq de la participation de 50 % détenue dans la société grecque Elpedison, qui possède deux centrales à cycle combiné gaz CCG, l'un à Thessalonique (426 MW) et l'autre à Thisvi (410 MW), et un vaste portefeuille de clients finaux. Cette décision marque la fin de cette joint-venture créée il y a plus de 15 ans, et permettra à Edison de percevoir plus de 195 millions d'euros pour financer sa croissance dans les activités à faibles émissions de CO_2. La réalisation de la transaction est soumise à l'approbation des autorités réglementaires compétentes.

Enfin, Edison détient une participation de 20 % dans Kraftwerke Hinterrhein AG, qui exploite 626 MW d'énergie hydraulique en Suisse, et une participation de 49 % dans Dolomiti Edison Energy, avec des centrales hydrauliques dans le Trentin.

1.4.5.2.3.2 Activités dans le secteur du gaz

Le groupe EDF, à travers Edison, est présent dans les activités gazières amont et aval.

Edison est le deuxième importateur de gaz naturel d'Italie et le plus important importateur de GNL à long terme, avec une part de marché d'environ 22 %. Il est également le premier acteur de la gestion du GNL en petites et moyennes quantités (SSLNG). Edison souhaite maintenir sa position en Italie en adaptant son portefeuille de gaz à long terme à la tendance baissière du marché italien.

Le portefeuille italien d'approvisionnement en gaz d'Edison s'appuie sur un ensemble de contrats long terme. Fin 2024, les sources d'approvisionnement d'Edison étaient :

- d'environ 13,4 milliards de mètres cubes presque entièrement d'importation par gazoduc en provenance de la Libye, de l'Azerbaïdjan et de l'Algérie et de gaz naturel liquéfié en provenance du Qatar ;
- de 4,3 milliards de mètres cubes achetés sur le marché ou via des contrats court terme.

En 2024, les ventes totales de gaz se sont élevées à 17,6 milliards de mètres cubes (contre 14,9 milliards de mètres cubes en 2023) en raison de la reprise de l'activité après la tension causée par la guerre en Ukraine en 2022 et 2023 et des risques liés à la forte réduction de l'approvisionnement en gaz en provenance de la Russie. Edison a réalisé des ventes intragroupes à ses distributeurs (Edison Energia et Edison Next) pour 5,8 milliards de mètres cubes de gaz pour répondre aux besoins de ses clients industriels et résidentiels. La société a également livré 4,1 milliards de mètres cubes pour les besoins de production thermique en Italie (ce chiffre inclut les besoins des centrales détenues par Edison) et 7,7 milliards de mètres cubes sur le marché de gros.

En 2024, aucun gaz n'a été importé de Russie.

En septembre 2017, Edison et le fournisseur américain de GNL Venture Global ont signé un contrat de 20 ans portant sur la livraison de GNL. Malgré ce contrat, Venture Global n'a pas commencé à livrer Edison, invoquant des problèmes techniques au sein de l'installation. Par conséquent, Edison a engagé une procédure d'arbitrage contre Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA – London Court of International Arbitration) pour manquement au contrat.

Edison diversifie également son portefeuille en augmentant la part de gaz verts, ce qui lui permet d'accompagner ses clients sur la voie de la décarbonation.

Le Groupe est l'un des principaux acteurs du biométhane en Italie et dispose d'une chaîne de valeur intégrée allant de la production à la vente : 0,5 % de son portefeuille de gaz est couvert par du gaz vert. Edison possède 8 centrales de biogaz/biométhane, dont 3 en fonctionnement, 4 en cours d'autorisation et 1 en construction. Depuis la construction des premières centrales dans le pays en 2018, Edison aide les producteurs à vendre du biométhane à long terme, en le collectant sur les sites de production et en le revendant aux entreprises du secteur des transports.

En novembre 2024, Edison a signé un contrat d'achat de biométhane à long terme (BPA, *Biomethane Purchase Agreement*, d'une durée de 15 ans) avec la société Kanadevia Inova afin de collecter le biométhane produit à partir de déchets agricoles. Kanadevia Inova construira une usine de biométhanisation et Edison vendra le gaz ainsi produit à ses clients.

Les infrastructures gaz

Edison participe au développement de projets d'infrastructures d'importation de gaz, à travers la société IGI Poseidon détenue à 50 % par Edison [1]. IGI Poseidon promeut les trois projets suivants :

- EastMed, un projet d'interconnexion entre la Grèce et la Méditerranée orientale. Il permettrait d'avoir un accès direct aux ressources gazières de la Méditerranée orientale (Israël, Chypre) et les reliera aux marchés grec, italien et européen. Le projet repose sur une ligne *offshore/onshore* de 10 Gm^3/an, extensible jusqu'à 20 Gm^3/an. Sa viabilité et sa durabilité ont été démontrées d'un point de vue technologique et économique par des études d'ingénierie réalisées depuis 2014. Le gazoduc serait également adapté au transport d'hydrogène, répondant aux besoins de la transition écologique. Le projet est inclus dans la liste VI des projets d'intérêt commun (PCI) de l'UE ;
- Poseidon, une interconnexion entre la Grèce et l'Italie, qui, en se connectant à EastMed, permettrait de transférer les ressources gazières disponibles de la Grèce à l'Italie. Le projet est un actif mature dont les activités d'ingénierie sont finalisées. Il a obtenu les permis requis en Grèce et en Italie. En mai 2020, il a été déclaré projet d'importance nationale pour la Grèce ;
- IGB, un gazoduc de 182 km, opéré par ICGB et détenu conjointement par BEH [2] et IGI-Poseidon, qui relie la Grèce et la Bulgarie. L'infrastructure a une capacité de 3 milliards de mètres cubes de gaz. Le lancement commercial du gazoduc est intervenu en octobre 2022. Sa mise en service ouvre aux pays du sud-est de l'Europe une nouvelle voie d'approvisionnement stratégique en termes de sécurité et de diversification alternative au gaz russe. Le gazoduc a bénéficié d'un financement de 110 millions d'euros de la Banque européenne d'investissement (BEI).

Edison a également accès à 80 % de la capacité de regazéification du terminal offshore à long terme de Revigo (6,4 milliards de mètres cubes par an), qu'il utilise pour importer du GNL du Qatar.

Pour Edison, le GNL est un vecteur stratégique non seulement pour répondre à la demande du réseau gazier italien, mais aussi pour son rôle dans la décarbonation du transport routier et maritime. En 2021, Edison a créé la première chaîne logistique intégrée dédiée au GNL à petite échelle, grâce à la construction et à la mise en service d'un dépôt de 20 000 mètres cubes à Ravenna (en partenariat avec PIR et Scale Gas) et d'un méthanier dédié à son approvisionnement. En juillet 2024, Edison a utilisé ce méthanier, baptisé Ravenna Knutsen, lors de la première opération de soutage de GNL de navire à navire dans la mer Adriatique.

Afin d'asseoir son positionnement sur le marché de la mobilité durable, Edison développe une autre installation à Brindisi et prévoit de construire un deuxième méthanier pour approvisionner le deuxième dépôt et pouvoir accéder au marché émergent du soutage de GNL.

(1) Voir la section 1.4.6.2.2 « Projets et actifs gaziers - Infrastructures ».
(2) Bulgarian Energy Holding.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2024, Edison Energia a vendu 15,4 TWh d'électricité aux clients finals (en hausse de 11,9 % par rapport à 2023), dont 4,3 TWh pour le B2C et 11,1 TWh pour le B2B. Les ventes de gaz aux clients finals se sont élevées à 5,8 milliards de mètres cubes (en hausse de 12,1 % comparé à 2023), dont 0,6 milliard de mètres cubes pour le B2C et 5,2 milliards de mètres cubes pour le B2B.

Edison Energia est la société dédiée à la vente d'électricité et de gaz aux particuliers, aux petites entreprises et aux grands clients industriels. Elle offre également des services à valeur ajoutée à travers une large gamme de produits de réparation, d'installation, de maintenance et d'assurance pour la protection des installations domestiques.

En 2024, Edison Energia a atteint plus de 2,97 millions de contrats clients particuliers, PME et industriels et des contrats de service à valeur ajoutée (+37,9 % par rapport au 31 décembre 2023), grâce à une croissance organique solide et à l'entrée de nouveaux clients acquis grâce aux enchères pour la libéralisation du marché de l'électricité B2C, convoquées par l'autorité de régulation italienne ARERA. Edison se rapproche de son objectif, annoncé en 2023, de compter 4 millions de contrats d'ici 2030.

En septembre 2024, Edison Energia a lancé une plateforme B2C innovante dédiée à la gestion des logements particuliers, appelée « Risolve ». Via cette plateforme, Edison Energia complète son offre traditionnelle de fourniture de gaz et d'électricité en proposant des services domestiques allant de l'assistance en cas d'imprévus à l'installation de panneaux photovoltaïques, de pompes à chaleur et de systèmes de chauffage et de climatisation, en passant par des solutions de mobilité électrique, d'assurance et de suivi de la consommation. La plateforme intègre également une offre Wi-Fi. Le consommateur trouve ainsi en Edison Energia un partenaire de confiance, à même de lui fournir tous les services domestiques dont il a besoin. La société est aussi la seule à pouvoir intervenir à domicile 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, grâce à un réseau de plus de 2 000 techniciens et de 1 000 boutiques répartis dans tout le pays.

Pour la commercialisation de ses produits électricité, gaz et service à valeur ajoutée auprès des particuliers et des petites entreprises, Edison a adopté une approche marketing multicanale centrée sur des approches physiques et digitales :

- Edison s'appuie sur un réseau de partenaires techniques et d'installateurs présents sur tout le territoire national ainsi que sur des boutiques en propre ou avec des partenaires. Le canal physique est une source de nouveaux contrats de fourniture d'électricité et de gaz et un prestataire pertinent pour les services à valeur ajoutée. En 2024, Edison compte plus de 1 000 points de vente en Italie ;
- Edison a augmenté le nombre d'interactions numériques, permettant au client de connaître sa consommation et de gérer lui-même ses contrats (par le biais d'un espace privé numérique et d'une application). Par ailleurs, l'utilisation des canaux numériques a enregistré une forte croissance au cours des quatre dernières années, ce qui confirme le changement d'habitudes des clients et l'importance de miser sur le numérique pour stimuler les ventes en ligne et hors ligne ;
- Edison met également l'accent sur la gestion du service après-vente par téléphone, avec un service client de haute qualité et des centres de contact dédiés au service et à la livraison afin de fournir un support de service à forte valeur ajoutée.

Les communautés d'autoconsommation d'énergie, qu'il s'agisse de copropriétés ou de collectivités, constituent également l'un des leviers permettant d'accélérer l'efficacité énergétique et l'électrification. Il s'agit d'associations d'utilisateurs qui partagent l'énergie qu'ils produisent à partir de sources renouvelables, afin de couvrir leur autoconsommation.

Dans le domaine du B2B, Edison Energia poursuit son développement. La société a signé un contrat d'achat d'électricité (PPA) avec Verallia et a remporté un appel d'offres auprès de Rete Ferroviaria Italiana pour la fourniture d'électricité produite à partir de sources renouvelables.

Par ailleurs, la société est également engagée dans la mobilité durable : elle soutient la mobilité électrique et encourage le passage des carburants traditionnels à des carburants plus durables. Edison Energia intervient à la fois dans l'installation et l'exploitation de stations-service pour véhicules légers et lourds et dans la fourniture de gaz naturel et de GNL (également sous forme de biométhane et de bio-GNL) aux stations-service, aux entreprises de logistique et de transport ou aux entreprises de transport public.

En 2024, Edison Energia a signé un contrat avec TUA (Trasporto Unico Abruzzese) pour fournir du biométhane à la flotte régionale d'autobus, et avec LC3 Trasporti pour fournir du bio-GNL et de l'électricité provenant de sources renouvelables aux véhicules de transport de marchandises de l'entreprise.

1.4.5.2.3.4 Activités sur le marché des services énergétiques

Edison gère les services énergétiques et environnementaux aux clients B2B et B2G via Edison NEXT.

Edison NEXT est fortement engagée pour accompagner ses clients (industriels, tertiaires, administrations publiques) dans leur transition écologique, en s'appuyant sur une plateforme unique de services et de solutions innovantes. Elle est présente en Italie, en Espagne et en Pologne.

Les principaux services comprennent la conception, l'installation et la gestion d'unités d'autoproduction durables, y compris des centrales de co/trigénération, des centrales photovoltaïques, des centrales thermiques pour la production de chaleur industrielle, des centrales de chauffage et de climatisation, des centrales d'air comprimé, des systèmes de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud et réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et des stations de traitement des eaux industrielles. Viennent s'y ajouter des services de conseil, portant notamment sur les audits énergétiques (conformément à la loi) ou encore la gestion des titres environnementaux, des certificats blancs, des permis énergétiques et des procédures liées aux mesures incitatives, etc.

Les solutions de transition énergétiques sont conçues en fonction des besoins des clients, les projets étant développés avec les clients souvent sous la forme de partenariats industriels ou d'accords de performance.

Voici quelques exemples de la manière dont Edison NEXT accompagne les entreprises industrielles dans leur transition énergétique.

- Contrat de 5 ans signé avec AFV Beltrame Group pour le suivi de la consommation énergétique de ses usines en Italie et à l'étranger par le biais d'une plateforme innovante d'intelligence énergétique qui permettra de suivre, de gérer et d'optimiser la consommation d'énergie à l'aide de modèles basés sur la science des données.
- Développement d'une centrale photovoltaïque de 6,1 MW sur le site de Bekaert près de Cagliari. Le contrat prévoit également la maintenance et la gestion énergétique afin de suivre les performances de la centrale et d'optimiser le rendement au fil du temps.
- Développement d'un système de production d'hydrogène vert pour Iris Ceramic.
- Développement d'une communauté industrielle d'énergie renouvelable (CER) à Trecenta (RO), la première à disposer de 7 systèmes photovoltaïques sur toiture. Cette communauté permet aux membres de bénéficier d'avantages économiques, tels qu'un tarif incitatif, de réduire leurs dépenses énergétiques et d'améliorer leur empreinte environnementale en réduisant leurs émissions de CO_2.
- Développement d'une communauté d'énergie renouvelable (CER) dans la province de Turin qui bénéficie de centrales photovoltaïques construites sur son site de chauffage urbain à Alpignano.
- Installation d'une centrale de cogénération qui soutient l'usine Michelin de Cuneo dans sa démarche de décarbonation. Cette structure de pointe, d'une capacité de 23 MWe, permettra de réduire les émissions annuelles de CO_2 de 18 000 tonnes.

Les contrats pour la construction de nouvelles centrales photovoltaïques sont passés de 137,3 MW en 2023 à 186,5 MW fin 2024 (+35,8%).

Pour accroître le développement d'Edison NEXT sur le marché italien auprès des clients du secteur industriel et tertiaire, Edison NEXT et Intesa Sanpaolo ont signé, en novembre 2024, un accord visant à promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables et à favoriser la décarbonation de la consommation énergétique des clients du secteur bancaire. Grâce à leurs

compétences respectives, Edison NEXT et Intesa aideront les entreprises à mettre en œuvre des solutions de décarbonation en évaluant leurs besoins et en les accompagnant lors de la phase de conception.

Edison NEXT propose également aux collectivités, territoires et autorités publiques une gamme complète de solutions de décarbonation allant de l'éclairage public et services énergétiques des bâtiments à la régénération urbaine. Aujourd'hui, Edison NEXT soutient plus de 300 municipalités et gère environ 1,3 million de points d'éclairage public.

Dans le cadre de son engagement à accompagner les collectivités locales vers la décarbonation, Edison NEXT intervient également dans le développement de systèmes de chauffage urbain à base d'énergies renouvelables. La chaleur distribuée par les réseaux de chauffage urbain a augmenté de 59,5% à 124,6 GWh, également portée par l'acquisition de Prometheus Energia Srl réalisée au second semestre 2023.

Par ailleurs, Edison NEXT contribue à la mobilité durable (e-mobility, hydrogène) en aidant les entreprises et les municipalités à mettre en place des solutions intégrées (par exemple, la production d'hydrogène, les stations-service à hydrogène, les bornes de recharge e-mobility).

- À titre d'exemple, en 2024, Edison NEXT et SEA (aéroports de Milan) ont constitué un partenariat pour développer une station de ravitaillement en hydrogène vert à la Cargo City de Malpensa afin de décarboner la logistique. La mobilité à l'hydrogène est à « zéro émission » et permettra donc de réduire drastiquement les émissions de CO_2.
- Edison NEXT prévoit également de mettre en place six stations de ravitaillement en hydrogène (près de Venise, Vérone et Plaisance et trois autour de Vercelli, Frosinone et Foggia). Elles permettront de ravitailler les camions et les bus dans les zones à forte densité de trafic et celles situées le long des corridors RTE-T (réseaux transeuropéens de transport).
- Edison NEXT met en œuvre un projet de mobilité électrique pour la logistique du groupe Arcese.

Dans ce contexte, Edison NEXT a récemment bénéficié d'un financement de 5,2 millions d'euros dans le cadre du programme de financement CEF Transport de l'Union européenne et d'un financement de 2,3 millions d'euros au titre du programme européen Next Generation pour améliorer le réseau de recharge électrique rapide et ultra-rapide en Italie.

Edison participe également à la Puglia Green Hydrogen Valley, qui est l'une des plus importantes initiatives de production d'hydrogène vert à grande échelle en Europe. Elle prévoit la construction de deux usines à Brindisi et Tarente, pour une capacité d'électrolyse de 160 MW. Une fois pleinement opérationnelles, les usines devraient pouvoir produire environ 250 millions de mètres cubes d'hydrogène vert par an. Le projet a été sélectionné au titre d'un PIIEC (Projet important d'intérêt européen commun) de 370 millions d'euros, ce qui confirme son caractère stratégique.

Stellantis est un client majeur d'Edison NEXT, qu'elle soutient notamment dans la gestion des systèmes électriques, des gaz industriels, de la chaleur et du traitement de l'eau sur ses sites de production en Italie. Au cours de l'année 2024, en raison d'un litige concernant certaines factures envoyées à Stellantis, Edison NEXT a ouvert une procédure d'arbitrage. Parallèlement à cette procédure judiciaire, les deux entreprises ont également entamé des négociations bilatérales afin de tenter de résoudre le litige sur le plan commercial.

En Pologne, Stellantis a exercé son droit de résiliation du contrat en cours et a déjà entamé le processus de rachat des actifs, qui sera définitivement achevé le 31 décembre 2024.

1.4.5.2.3.5 Activités régulées - Stockage de gaz

En 2024, Edison a signé un accord afin de vendre 100 % d'Edison Stoccaggio à SNAM.

Edison Stoccaggio possède trois installations de stockage de gaz naturel : Cellino (TE), Collalto (TV) et San Potito e Cotignola (RA), pour une capacité totale d'environ 1 milliard de mètres cubes par an. La transaction devrait être finalisée au cours du premier trimestre 2025, sous réserve de l'approbation des autorités de la concurrence compétentes et de l'autorisation du Conseil des ministres italien, conformément à la procédure du « Golden Power ». Cette vente s'inscrit dans le cadre du plan stratégique de l'entreprise à l'horizon 2030, qui vise à recentrer ses investissements vers des activités de transition énergétique.

1.4.5.3 Autre international

1.4.5.3.1 Europe du Nord

Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces avec la plaque électrique franco-allemande et la Grande-Bretagne. Le Benelux constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le *hub* de Zeebrugge et le terminal méthanier de Dunkerque à proximité.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 %, en copropriété indivise, de la centrale nucléaire de Tihange 1 via EDF Belgium (détenue à 100 %). La capacité revenant à EDF représente 481 MW (soit 2 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF (via un contrat à long terme renouvelé fin 2015 pour dix années supplémentaires). La société, à son tour, revend l'électricité à Luminus à un prix de marché. L'exploitation de la centrale de Tihange 1 est prévue jusqu'au 1er octobre 2025.

Luminus

À fin 2024, le groupe EDF détient 68,63 % de la société Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium. Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. Il détient un portefeuille amont/aval équilibré. L'entreprise, dont la part de marché dans la fourniture de gaz et d'électricité avoisine 25 %, dispose de près de 10 % de la capacité de production belge avec 2 251 MW installés fin 2024. La production d'électricité de Luminus à fin 2024 s'élève à 4,2 TWh. La société emploie plus de 2 800 collaborateurs.

Luminus a l'ambition de développer son parc éolien et d'accélérer le déploiement de ses services énergétiques. L'objectif est d'apporter à ses clients des solutions innovantes et durables, tout en poursuivant sa démarche de réduction des coûts et de rationalisation de son parc de production thermique.

Luminus est propriétaire de 10,2 % (soit 419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service respectivement en 1983 et 1985) et de Doel 3 et 4 (mises en service respectivement en 1982 et 1985) qui ont une durée de vie de 40 ans. La centrale nucléaire de Doel 3 est à l'arrêt définitif depuis le 23 septembre 2022, celle de Tihange 2 est à l'arrêt définitif depuis le 31 janvier 2023. Au second semestre 2023, Engie et l'État belge ont signé un accord en vue de définir les conditions d'une prolongation de 10 ans de l'exploitation des réacteurs Doel 4 et Tihange 3 à partir de novembre 2025.

Par ailleurs, Luminus bénéficie d'un contrat d'allocation de production à hauteur de 100 MW adossé aux deux tranches de la centrale de Chooz B.

Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycle combiné et cycles ouverts) pour une capacité installée de 1 208 MW. En avril 2022, le gouvernement fédéral belge a sélectionné le projet de nouvelle centrale CCG (cycle combiné gaz) à Seraing dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*). Il porte sur la construction d'une centrale électrique de type turbine-gaz-vapeur (TGV) d'une puissance totale d'environ 870 MW. Cette nouvelle unité de production se situera à côté de la centrale existante en cycle ouvert dans le parc d'activité du Val à Seraing. Les travaux de cette nouvelle centrale ont démarré à l'automne 2022 et la mise en service de la nouvelle unité est prévue pour le second semestre 2025. Le projet prévoit également la transformation de la centrale existante en cycle ouvert de manière à fonctionner en complément de la nouvelle unité. La conversion est en cours et devrait s'achever au début de l'année 2025.

Luminus est par ailleurs présente dans les énergies renouvelables. La société exploite 7 centrales hydroélectriques. À fin 2024, Luminus détient environ 100 parcs éoliens *onshore* totalisant 295 turbines réparties en Wallonie et en Flandre. Depuis fin 2015, la société est leader dans l'éolien *onshore* en Belgique. À fin 2024, la puissance installée est de 764 MW. En 2024, Luminus a érigé 12 éoliennes pour une capacité totale de 39 MW.

Luminus fournit de l'électricité et du gaz à environ 2,2 millions de clients en Belgique, ce qui représente une part de marché de 25 % et la place en 2e position en Belgique. Luminus augmente sa part de marché via une approche multi-marque : en plus de la marque principale Luminus, la société a développé une marque verte Bolt, une marque 100 % digitale Energie.be et a lancé la marque Energiek aux Pays-Bas.

Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la société est active via ses filiales Rami Services, Dauvister et Insaver. Elle propose principalement des services d'installation et d'entretien de chaudières, des installations photovoltaïques ainsi que des services « Assistance Habitation » en cas de dommages domestiques imprévus. Courant 2024, Dauvister et Insaver ont respectivement installé 309 (1,7 MWp) et 860 (5 MWp) panneaux photovoltaïques chez des clients B2C.

Pour ses clients industriels, Luminus propose, avec des partenaires [1], des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage. Sa filiale Luminus Solutions (codétenue à 51 % par Luminus et à 49 % par Dalkia) fournit des services d'efficacité énergétique aux bâtiments administratifs, hôpitaux, écoles, salles de sport, piscines et complexes d'appartements sur la base d'un contrat de performance énergétique.

En 2024, Luminus a maintenu sa stratégie d'expansion par le renforcement des pôles régionaux, notamment autour de sa filiale ATS.

Luminus Cities (ex-Citelum Belgique) a terminé les travaux de rénovation LED de l'éclairage du réseau (auto)routier wallon entamés en 2020. Le volet digital sera quant à lui finalisé courant 2025. Le contrat PPP (partenariat public-privé) de 20 ans de conception, modernisation, financement, gestion et maintenance portant sur 100 000 points lumineux a été attribué en 2019 au consortium LuWa (composé de Luminus Cities en tant que mandataire, Luminus, CFE et DIF). Ce contrat est maintenant entré dans sa phase d'opération/maintenance. Il permet de réaliser 76 % d'économies d'énergie. Au total, l'opération permettra d'éviter l'équivalent de 166 000 tonnes d'émissions de CO_2 sur la période 2020 à 2040. Luminus Cities s'est aussi diversifiée dans l'installation de bornes de recharge (AC et DC) pour véhicules électriques. En 2024, cette nouvelle activité représente 16 % de l'activité totale de l'entreprise.

Allemagne

EDF est présent en Allemagne depuis plus de 25 ans. Avec environ 3 800 employés et plus de 100 chercheurs, le groupe EDF y développe de nombreuses activités notamment dans les domaines des énergies renouvelables, de l'hydrogène bas carbone, des batteries, de l'ingénierie nucléaire et des services énergétiques.

Entités du Groupe présentes en Allemagne

- Filiale à 100 % d'EDF International SAS et basée à Berlin, la filiale EDF Deutschland GmbH est en charge du développement des activités du Groupe en Allemagne. Elle se concentre sur la promotion et le développement des métiers du Groupe, en particulier sur les nouveaux modèles d'affaires de l'énergie et les solutions innovantes accompagnant la transition énergétique allemande (*Energiewende*). EDF Deutschland représente également le Groupe auprès des leaders d'opinion politiques et économiques allemands.
- Hynamics, filiale du Groupe en charge de proposer une offre d'hydrogène bas carbone performante pour l'industrie et la mobilité, a créé en 2020 sa filiale allemande, Hynamics Deutschland GmbH. Hynamics Deutschland développe plusieurs projets destinés aux usages industriels d'hydrogène renouvelable, et ce en pleine cohérence avec la stratégie de décarbonation du gouvernement allemand.
- EDF Renouvelables détient 164 MW bruts installés d'éolien *onshore* à fin 2024. EDF Renouvelables propose une offre de stockage par batterie et de vente d'électricité photovoltaïque (*onsite* PPA - *Power Purchase Agreement*) pour les sites industriels et commerciaux en Allemagne exclusivement. La société détient et exploite un portefeuille de 2 MW de systèmes de stockage d'électricité répartis sur cinq sites industriels. Elle compte une dizaine de nouveaux sites en construction ou sécurisé d'une capacité totale d'environ 15 MW de stockage d'électricité et de 5 MWc d'électricité solaire.
- Le groupe EDF détient 100 % du capital de la société allemande Energy2market (e2m), basée à Leipzig. Agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales, e2m exploite une *Virtual Power Plant* (VPP) totalisant environ 5 000 unités décentralisées pour une capacité installée d'environ 4 GW et autorise ainsi l'intégration des énergies renouvelables sur le marché allemand. Voir la section 1.4.6.1.3 « Les autres activités de service du groupe EDF ».
- EDF Energiewende & Neue Ressourcen GmbH est une filiale à 100 % du groupe EDF dont le siège social se trouve à Berlin et qui opère dans toute l'Allemagne. Son modèle d'activité est la fourniture, la maintenance et la supervision de produits et services de gestion et d'optimisation de l'énergie pour les entreprises commerciales et industrielles, les services publics et les sociétés de développement des énergies renouvelables. Ces produits et services permettent aux clients d'accéder à des solutions de production bas carbone sur leurs sites, et contribuent également à faciliter la gestion des réseaux électriques de distribution.
- La filiale allemande de Framatome a son siège social à Erlangen (Bavière). Avec près de 3 000 collaborateurs, elle est le deuxième site d'ingénierie le plus important de l'entreprise. Ses principales missions sont la maintenance, la prolongation et les activités de modernisation des centrales nucléaires dans le monde (notamment le contrôle-commande). Le site contribue également aux projets de construction de réacteurs EPR en France et en Grande-Bretagne, après avoir participé à la réalisation de réacteurs EPR en Finlande et en Chine. Framatome est présent dans les nouveaux business en Allemagne (stockage d'électricité et hydrogène). La filiale de Framatome, Advanced Nuclear Fuels GmbH (ANF), produit des assemblages de combustible destinés aux REP (réacteurs à eau pressurisée) et aux REB (réacteurs à eau bouillante) pour le marché européen.
- EDF Trading est la branche de négoce en gros de l'ensemble du groupe EDF. Elle est active en Allemagne sur les marchés de l'électricité, du gaz, du CO_2 et des certificats verts. Elle intervient aussi sur les marchés de l'énergie verte pour les produits à court, moyen et long termes, les PPA et le négoce en gros autour des BESS (système de stockage d'énergie en batterie).
- EIFER (Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV), institut de recherche franco-allemand sur l'énergie, a été fondé par EDF et KIT [2] en 2002. Il vise à renforcer la collaboration par le biais de projets communs appliqués à des questions industrielles. EIFER propose des solutions énergétiques innovantes bas carbone en support du développement durable des villes, des communautés locales et des industries. EIFER est basé à Karlsruhe et compte plus de 100 collaborateurs.

Principales participations

- EDF Deutschland détient une participation de 25 % dans HYPION GmbH, société de développement de projets liés à l'hydrogène dans le nord de l'Allemagne.
- EDF Deutschland détient également une participation de 50 % dans HYPION Motion Neumünster GmbH & Co. KG, une société de conception et d'exploitation de stations-service, notamment à base d'hydrogène, dans le nord de l'Allemagne. HYPION Neumünster GmbH & Co. KG possède une station hydrogène à Neumünster.
- Le Groupe détient 50 % de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau située à Iffezheim sur le Rhin (148 MW, 5 turbines).
- Le groupe EDF détient également un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel (Basse-Saxe). Les installations de surface sont exploitées en joint-venture à 50/50 avec EnBW (voir la section 1.4.6.2.2 « Projets et actifs gaziers »). Via sa filiale EDF Gas Deutschland, EDF détient également une participation de 16 % dans le gazoduc BEP (Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft).

(1) Avec les sociétés ATS, Dauvister et Newelec.
(2) Karlsruhe Institute of Technology.

Danemark

EDF Danmark, filiale à 100 % d'EDF International, poursuit son activité dans l'éclairage public ainsi que dans le développement des offres orientées sur la décarbonation et la digitalisation des infrastructures.

Dans cette démarche, EDF Danmark s'est positionnée sur le marché de la mobilité électrique pour installer et opérer des bornes de recharge de véhicules électriques et dispose à fin 2024 de près de 1 600 points de charge.

1.4.5.3.2 Europe et Asie centrale

Asie centrale

Les ingénieries du Groupe (thermique, hydraulique, réseaux et systèmes) sont actives dans cette région pour des prestations de services.

En Ouzbékistan, fin 2021, EDF en consortium avec Nebras (Qatar) et Sojitz (Japon) a été sélectionnée par les autorités ouzbèques pour le financement, la construction et l'exploitation, pendant 25 ans, d'une centrale à cycle combiné gaz de 1 600 MW sur le site de Syrdarya. Kyuden (Japon) s'est joint au consortium également fin 2021. Le projet bénéficie d'un contrat de façonnage avec l'opérateur public NEGU (National Electric Grid of Uzbekistan) qui fournit le gaz et reçoit en retour l'électricité. Ce contrat bénéficie d'une garantie du gouvernement ouzbèke. La construction a commencé en décembre 2023 et la mise en service est estimée courant 2026.

EDF a créé, fin 2022, sa filiale EDF – ICA (EDF In Central Asia) en Ouzbékistan et développe également d'autres projets pour accompagner la transition énergétique du pays, notamment dans le domaine de l'hydraulique et de la distribution.

Depuis 2023, EDF a rejoint un consortium composé de Stone City Energy (Pays-Bas), Nebras (Qatar) and Siemens (Allemagne) afin de financer, construire et exploiter une centrale à cycle combiné gaz de 1 600 MW sur le site de Surkhandaria, dans le sud de l'Ouzbékistan.

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

EDF International SAS détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, actuellement en processus de liquidation. Elcogas était propriétaire d'une centrale de 320 MW de type GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné).

Le Groupe est également présent au travers de la filiale locale d'Edison Next Spain spécialisée dans les services énergétiques et environnementaux à destination des entreprises et collectivités locales.

EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plateforme de *trading* de Londres.

Framatome Spain est présent sur ce marché et détient des contrats d'ingénierie et de maintenance avec les sociétés propriétaires de réacteurs nucléaires.

EDF a acquis le 31 mai 2024 les activités nucléaires de GE Steam Power auprès de GE Vernova, qui dispose d'une présence en Espagne avec une équipe de 11 personnes. Cette acquisition porte sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (dont la turbine Arabelle et l'alternateur Gigatop), à l'exception des activités de services sur le continent américain.

EDF est également présente au travers d'EDF Peninsula Iberica basée à Madrid. La société est en charge de la promotion et du développement des métiers du Groupe et de nouvelles activités dans le cadre de la transition énergétique en Espagne et au Portugal.

1.4.5.3.4 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- **les énergies renouvelables** avec une capacité installée brute de 6,6 GW, principalement aux États-Unis par le biais d'EDF Renewables North America, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Renewables. Par ailleurs, EDF Renewables Services (filiale détenue à 100 % par EDF Renewables North America) gère, en Amérique du Nord, 14,6 GW via des contrats d'exploitation et de maintenance pour son compte ou pour le compte de tiers ;
- **les solutions de transition énergétique et de décarbonation.** EDF s'est associée à Abraxas Power Corp afin de développer le projet EVREC (Exploits Valley Renewable Energy Corporation), une installation de production et d'exportation d'hydrogène et d'ammoniac verts qui sera alimentée par plus de 3 GW de capacité éolienne. À terme, elle devrait produire jusqu'à 200 000 tonnes d'hydrogène vert et 1 million de tonnes d'ammoniac vert par an. EDF s'est également associée à Climate Adaptive Infrastructure pour acheter Rye Development Acquisition, LLC, l'un des principaux acteurs américains dans le domaine des STEP (stations de transfert d'énergie par pompage). Le portefeuille comprend le développement d'un système de pompage hydraulique de 287 MW à Lewis Ridge, dans le comté de Bell (Kentucky). Il constituera à terme l'un des premiers projets de STEP construit aux États-Unis depuis 30 ans et le premier projet établi sur d'anciennes mines de charbon. Il servira de solution de stockage flexible pour la production d'énergie intermittente, telle que l'énergie solaire et éolienne, et pourra fournir à ce titre 8 heures de stockage. Prenant acte que le transfert d'énergie par pompage constitue une option éprouvée de stockage d'énergie à long terme permettant d'améliorer la fiabilité et la stabilité du réseau électrique, l'Office of Clean Energy Demonstration du département américain de l'Énergie a accordé au projet une subvention d'un montant de 81 millions de dollars au titre du partage des coûts fédéraux ;
- **le *trading*,** par le biais d'EDF Trading North America, sur l'ensemble de la chaîne de valeur des marchés nord-américains du gaz et de l'électricité. Voir également la section 1.4.6.4 « Optimisation et *trading* : EDF Trading » ;
- **les services énergétiques, la gestion locale de l'énergie et l'efficacité énergétique ainsi que l'éclairage public,** sous la conduite de Dalkia et ses filiales Dalkia Energy Solutions, Aegis Energy Services et Dalkia US Chiller Services. Voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia » ;
- **la R&D et l'innovation** dans le cadre d'EDF Innovation Lab. Voir également la section 1.5.1.6 « Les partenariats scientifiques d'EDF R&D et l'international » ;
- **l'énergie nucléaire**, qui fournit une électricité propre, fiable et bas carbone en Amérique du Nord depuis 60 ans. La mission de Framatome est d'assurer la maintenance et la modernisation des centrales nucléaires nord-américaines en exploitation, de leur fournir le combustible nécessaire, de soutenir la potentielle construction de nouvelles centrales et le redémarrage éventuel de tranches nucléaires à l'arrêt mais non démantelées. Framatome détient une part importante de ce marché et est ainsi une partie prenante de la production d'électricité d'origine nucléaire. Voir la section 1.4.1.1.4 « Les activités liées à la production nucléaire : Framatome ». Framatome détient également 50 % d'IsoGen Corp, une coentreprise créée avec Kinectrics Inc, qui se consacre à la production d'isotopes médicaux dans les réacteurs nucléaires exploités par Bruce Power au Canada.

Des activités nouvelles sont portées par des filiales d'EDF Pulse Holding et d'EDF Inc. :

- Exaion propose une offre Cloud de solutions blockchain et calcul haute performance écoresponsable, compétitive et souveraine. Elle dispose d'une filiale au Canada, créée en juillet 2022 ;
- Metroscope développe des solutions d'intelligence artificielle pour l'exploitation et la maintenance des actifs industriels. Elle dispose d'une filiale, Metroscope Inc, aux États-Unis, créée en septembre 2023 afin de fournir et de soutenir la solution de diagnostic de l'entreprise en Amérique du Nord ;
- Nexalis propose une solution logicielle développée par EDF permettant de connecter les actifs énergétiques au Cloud et un système SCADA (système de contrôle et d'acquisition des données) d'entreprise. En utilisant sa licence Gensys, le logiciel développé et détenu par EDF SA, Nexalis commercialisera la solution logicielle sur le marché des tiers. Nexalis entend cibler principalement le marché nord-américain.

1.4.5.3.5 Amérique du Sud

En Amérique du Sud, le groupe EDF est présent sur les marchés brésilien, colombien, péruvien et chilien. Il élargit ses ambitions dans la zone où il prospecte les opportunités de développement.

Brésil

Depuis avril 2014, le Groupe détient 100 % d'EDF Norte Fluminense SA (EDF NF). EDF NF a construit et exploite, depuis fin 2004, la centrale à cycle combiné gaz (CCG) de Norte Fluminense. D'une capacité installée de 827 MW, elle est située dans la région de Macaé dans l'État de Rio de Janeiro. Un contrat d'achat d'énergie (PPA) sur 20 ans portant sur 725 MW a été conclu avec Light, la société de distribution de la ville de Rio de Janeiro. Il a pris fin le 8 décembre 2024. EDF NF fournit l'équivalent de près de 25 % de l'électricité consommée dans l'agglomération de Rio de Janeiro (2,5 millions de clients).

Par ailleurs, en décembre 2014, EDF a acquis, via EDF Norte Fluminense, 51 % du capital de Sinop Energia, société chargée de la construction, de la maintenance et de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Sinop. Située dans le Mato Grosso, à 70 km de la ville de Sinop, elle s'étend sur 342 km^2, le long de la rivière Teles Pires. Elle a été mise en service en 2019 et dispose d'une capacité installée de 401,9 MW fournissant l'équivalent de 50 % de l'électricité de l'État du Mato Grosso (1,6 million de clients). EDF a signé un contrat pour l'exploitation et la maintenance de cette centrale. Depuis octobre 2021, elle est exploitée à distance par ses équipes basées dans les locaux de la centrale de Norte Fluminense, située à 2 500 km.

En 2021, EDF a signé un contrat pour l'assistance à la construction, l'exploitation et la maintenance de la centrale à cycle combiné gaz (CCG) de Marlim Azul pour une durée de 10 ans.

Le 16 décembre 2022, EDF Norte Fluminense a remporté l'enchère pour son premier projet dans le secteur du transport de l'électricité, élargissant ainsi ses activités et renforçant sa contribution à la sécurité énergétique du pays. Le projet comprend la construction de 1,6 km de lignes de transport et d'une sous-station de 345/138 kV.

Dans le domaine des énergies renouvelables, la filiale EDF Renouvelables possède un portefeuille de :

- 400 MWc d'énergie solaire via la centrale de Pirapora, l'une des plus grandes centrales solaires d'Amérique du Sud située dans l'État de Minas Gerais ;
- 824 MW d'énergie éolienne en exploitation au 31 décembre 2024.

En juin 2022, Edison a vendu 50 % des parts de sa filiale Ibiritermo, une centrale de type cycle combiné gaz de 226 MW dans l'État de Minas Gerais.

Chili

Via la filiale EDF Chile, créée en 2014, le Groupe est actionnaire à hauteur de 50 % de la société GM Holdings [1] qui exploite trois actifs de production thermique et une centrale solaire, totalisant 1 130 MW.

CEME 1, la plus grande centrale solaire du Chili d'une capacité de 480 MW a été inaugurée et connectée au réseau en juillet 2024, GM Holdings consolide ainsi sa position et se place comme un des acteurs clé du secteur énergétique au Chili.

GMH développe actuellement 200 MW additionnels de capacité solaire et 460 MW de stockage par batteries à CEME 1, ce qui permettra de renforcer l'efficacité de la centrale et alimenter en énergie renouvelable le système énergétique chilien de façon plus constante et plus fiable.

Par ailleurs, EDF développe des projets d'hydrogène vert au sud du Chili, recherche d'autres opportunités de développement et travaille sur des avant-projets liés à des actifs de stockage d'énergie, notamment des batteries et des solutions de pompage hydraulique.

La présence du groupe EDF au Chili s'effectue également par l'intermédiaire d'EDF Renewables, qui dispose de deux projets en cours d'exploitation :

- la centrale photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) détenue à parité avec AME et dont l'exploitation a commencé en janvier 2018 ;
- le parc éolien Cabo Leones 1, projet conjoint avec Grupo Ibereólica Renovables, raccordé au réseau en juin 2018 et doté d'une capacité de 115 MW, rehaussée à 175 MW en 2022.

EDF Renewables dispose d'un portefeuille de projets de développement à grande échelle dans le domaine de la production d'énergie renouvelable, en particulier dans les secteurs de l'éolien, du solaire et des batteries.

Pérou

Depuis 2018, le Groupe est présent au Pérou via sa filiale EDF Peru SAC. Elle prospecte les opportunités de développement et travaille sur des avant-projets liés à des actifs de production d'électricité à partir du photovoltaïque, de l'hydraulique et du gaz.

Un premier jalon a été atteint en 2021 avec l'attribution de plusieurs contrats d'achat d'énergie visant à fournir, par l'intermédiaire de la société commune Amazonas Energía Solar avec le partenaire Novum Solar, de l'électricité issue de centrales hybrides (solaire-diesel) à certaines villes non raccordées de la région de Loreto (Amazonie péruvienne). Ces villes sont actuellement alimentées en électricité grâce à des groupes diesel dont le coût de production est élevé et qui génèrent de très fortes émissions de CO_2.

Fin 2024, cinq usines sont en activité : Purus, Atalaya, San Lorenzo, Requena et Tamshiyacu. Les cinq projets restants avancent avec un démarrage de la phase de construction prévu en 2025 et 2026.

En 2024, EDF Peru SAC s'est associée à son partenaire AC Capitales pour acquérir la centrale hydraulique de Huanchor, d'une capacité de 20 MW, permettant à EDF d'accéder au marché de gros de l'électricité.

Dans le domaine des grandes centrales hydroélectriques, EDF Peru SAC a entamé la phase de présélection des entreprises de construction dans le cadre de son projet Araza, une nouvelle centrale au fil de l'eau de 195 MW, pour laquelle un appel d'offres EPC *(Engineering, Procurement and Construction)* doit être lancé en 2025. EDF Peru SAC développe également le projet Chontayacu Alto y Bajo, une nouvelle centrale au fil de l'eau d'une capacité de 259 MW.

Par ailleurs, EDF RE est également présente au Pérou via Naupac Generación Renovable Peru SAC, son entité d'investissement local dans le pays :

- en 2021, Naupac a remporté une enchère pour remplacer jusqu'à 200 GWh/an de production à base de combustibles lourds par des énergies renouvelables dans la ville d'Iquitos (la plus grande ville isolée du monde). Elle construira et exploitera une centrale hybride dont la mise en service est prévue d'ici à 2028 ;
- elle développe également le projet Pescadores, un parc éolien situé dans la région d'Arequipa dont la mise en service est prévue en 2028. Le projet fait actuellement l'objet d'un processus d'approbation des permis.

Colombie

Depuis 2020, le Groupe est présent en Colombie via EDF Renewables Colombia SAS et EDF Colombia SAS. Ces sociétés travaillent sur le développement d'actifs de production d'électricité, notamment d'énergie renouvelable non conventionnelle (solaire et biomasse) et d'installations de production d'hydrogène vert.

En 2022, un accord a été signé entre Colombia Reforestadora de la Costa SAS (« Refocosta »), une filiale à 100 % de Valorem SAS, et EDF Colombia SAS visant à lancer la construction d'une centrale biomasse de 28 MW détenue via leur filiale commune Refoenergy Villanueva SAS. Les activités de construction ont démarré en mars 2023 et ont atteint un niveau d'avancement d'environ 83 % à fin octobre 2024, conformément à une date de mise en service prévue d'ici à juin 2025.

(1) Aux côtés de BiobioGenera (50 %) dont l'actionnaire de contrôle est AME (Andes Mining & Energy).

En fin d'année 2024, un accord de vente d'électricité sur 15 ans a été signé avec Nitro Energy permettant la réalisation de deux projets solaires de 1 MW chacun. Ces projets seront construits en partenariat avec Ongresso Energy, la filiale en Colombie de la société suisse Ongresso AG, active dans les énergies renouvelables et les plans de compensation carbone, et seront mis en service fin 2025.

D'autres centrales biomasse sont par ailleurs en cours de développement.

Enfin, EDF Colombia a commencé à être active dans le développement d'un projet de production d'hydrogène vert à moyenne échelle avec Ecopetrol SA, lancée en 2022. Elle a obtenu un contrat de conseil auprès de CENIT, une société du groupe Ecopetrol, relatif au mélange de l'hydrogène vert avec le gaz naturel dans leurs gazoducs.

1.4.5.3.6 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF sur la zone Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement. La présence dans les secteurs de la production électrique, des réseaux et des services constitue un enjeu industriel pour le Groupe. Dans le nucléaire, en complément de l'EPR de Taishan, le Groupe porte également de nouveaux projets.

1.4.5.3.6.1 Activités en Chine

Présent depuis 40 ans en Chine, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité et les services énergétiques. Il dispose d'environ 3,66 GW de capacités installées nettes [1] notamment à travers des participations dans la centrale EPR de Taishan, des fermes éoliennes en mer de Dongtai IV et V, des centrales thermiques au charbon et de l'exploitation de réseaux de chaud et de froid.

La part de l'électricité sans CO_2 dans les actifs détenus par EDF en Chine est de 51,6 % en 2024, supérieure à la moyenne nationale chinoise (53,9 %).

Le Groupe développe des partenariats avec de grands électriciens chinois. Ceux-ci ouvrent de nouvelles perspectives de coopération dans le nucléaire, les énergies renouvelables, l'hydrogène et plus généralement l'innovation.

Concernant les risques auxquels le Groupe est exposé, voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risques 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR » et 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles ».

Accords de partenariat

EDF développe des coopérations avec les acteurs clés du nucléaire chinois et en fait bénéficier les métiers du Groupe. L'accord de partenariat global entre EDF et CGN a été signé en 2007. Il a été complété en 2014 par des accords de mise en œuvre concernant les domaines de l'exploitation & maintenance, l'ingénierie, les fournisseurs et la R&D. Cet accord a été renouvelé en avril 2023 à l'occasion de la visite du président de la République française Emmanuel Macron en Chine.

Le partenariat avec CGN a permis d'aboutir à la signature, par EDF et CGN, des contrats définitifs pour la centrale d'Hinkley Point C au Royaume-Uni le 29 septembre 2016. Un accord portant sur le développement de la technologie UK Hualong a également été signé à cette occasion.

Le Groupe a conclu en 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC). Il a été étendu en mars 2014, puis renouvelé en 2019. Cet accord-cadre vise à développer une coopération approfondie et globale. Un sous-accord spécifique a été signé en septembre 2022 visant la réalisation d'une étude prospective conjointe sur les apports du développement de l'énergie nucléaire en France et en Chine pour atteindre les objectifs de décarbonation : le « Blue Book », publié en 2024. L'accord-cadre de partenariat entre EDF et CNNC a été renouvelé en mai 2024 pour une durée de 5 ans. Il est complété de plusieurs accords spécifiques, dont un accord de collaboration en matière de méthodes de construction de nouvelles centrales.

Afin de développer et d'approfondir ces partenariats, EDF a mis en place une structure dont les objectifs sont de contribuer à l'amélioration de la performance industrielle du Groupe, tout en entraînant l'industrie française et en se plaçant en appui aux projets du Groupe en partenariat avec la filière nucléaire chinoise. Les experts de cette structure sont une source d'échanges techniques au profit des métiers industriels et des projets du Groupe ; ils s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire du Groupe.

En complément, un accord entre l'AFCEN [2] (présidée par EDF) et la NEA (National Energy Administration) a ainsi été signé en novembre 2017. Son objectif est de promouvoir la reconnaissance mutuelle des systèmes de codes et standards nucléaires. Il vise également à constituer un socle de coopération entre les filières française et chinoise pour exploiter ensemble le marché nucléaire international.

EDF préside également l'association Partenariat France Chine Électricité (PFCE). L'association, créée en 1997, a entériné, en 2024, son rapprochement avec le GIFEN afin d'en devenir le représentant en Chine. Elle a vocation à faire vivre la relation historique entre les filières française et chinoise et dynamiser les échanges, au bénéfice de la relance des projets nucléaires français.

En 2022, le Groupe a signé un accord-cadre de coopération avec State Power Investment Corporation (SPIC) portant sur le développement de projets communs dans le domaine de l'énergie bas carbone. En avril 2023, en application de l'accord-cadre, un accord de coopération portant sur des projets bas carbone, concrets et innovants, a été signé par les Présidents des deux Groupes. En mai 2024, lors de la visite d'État, un accord de coopération portant sur l'hydrogène vert et projets communs dans le pays tiers a été signé.

Production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et EPR de Taishan

EDF a conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (deux réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun). Il a assisté le groupe chinois China General Nuclear Power Co. (CGN) pour la construction de la centrale de Ling Ao phase I (deux réacteurs de 1 000 MW chacun mis en service en 2002 et 2003) puis phase II (deux réacteurs supplémentaires de 1 000 MW mis en service en 2010 et 2011).

EDF apporte également une assistance au groupe CGN pour l'exploitation de l'ensemble de son parc nucléaire. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leur mise en service constituent l'une des principales références du Groupe en Chine et témoignent de la coopération entre les deux pays.

EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Ltd. Cette société a pour objet de financer, construire et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR (1 750 MW chacun) à Taishan dans la province du Guangdong. TNPJVC est l'exploitant de cette centrale. Par cette opération, le Groupe représente le premier investisseur étranger dans la production nucléaire chinoise. La mise en service commerciale de la tranche 1 a eu lieu le 13 décembre 2018, celle de la tranche 2 le 7 septembre 2019.

Conclusion de l'aléa technique rencontré sur le réacteur n° 1 de Taishan

Le suivi du réacteur n°1 de Taishan avait progressivement fait apparaître une évolution atypique des paramètres radiochimiques conduisant à soupçonner que des crayons constituant les assemblages de combustible étaient devenus inétanches [3]. TNPJVC, responsable de l'exploitation, a procédé, en août 2021, à l'arrêt du réacteur.

Les analyses menées après l'inspection des assemblages combustibles et de la cuve du réacteur ont montré que l'origine de l'inétanchéité était liée à une dégradation de la gaine des crayons causée par un phénomène d'usure mécanique [4]. Ces mêmes inspections ont également mis en évidence un phénomène d'usure localisé, lié cette fois à des sollicitations hydrauliques, entre les assemblages et un composant enveloppant le cœur.

(1) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.
(2) Association française pour les règles de conception, de construction et de surveillance en exploitation des chaudières électronucléaires.
(3) Voir les communiqués de presse d'EDF du 14 juin 2021 « Information relative au réacteur numéro 1 de Taishan » et du 22 juillet 2021 « Communication d'EDF concernant le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Taishan ».
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 12 janvier 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».

Au terme d'une instruction approfondie, l'autorité de sûreté chinoise a donné son accord au redémarrage du réacteur, qui a été couplé au réseau le 15 août 2022 et exploité, de manière stabilisée et en toute sûreté, jusqu'à un nouvel arrêt programmé pour rechargement de combustible et maintenance, le 30 janvier 2023. Au cours de cet arrêt, conformément à un programme d'examen préalablement établi par l'exploitant TNPJVC, des inspections approfondies du combustible et du réacteur ont de nouveau été réalisées. La tranche a été reconnectée au réseau le 27 novembre 2023.

Les analyses et instructions ont permis de tirer des enseignements clairs et de définir des dispositions techniques qui permettent d'éviter l'exposition à un tel phénomène lors de l'exploitation future des autres réacteurs EPR. Concernant l'impact de ce retour d'expérience sur le démarrage de l'EPR de Flamanville, voir la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France » - « EPR de Flamanville 3 », paragraphe « Retour d'expérience Taishan ». Voir également la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR », paragraphe « Risques relatifs aux EPR Taishan (Chine) ».

Production des EPR de Taishan

En 2024, la production des deux réacteurs EPR de Taishan s'est élevée à 22,7 TWh, soit une hausse de 52,28 % par rapport à 2023. Le réacteur n° 1 effectue depuis le 27 novembre 2023 son 3e cycle de fonctionnement. Le réacteur n° 2 effectue depuis le 5 juillet 2024 son 4e cycle de fonctionnement, après un arrêt programmé pour rechargement de combustible et maintenance, du 30 avril au 5 juillet 2024. Les deux tranches fonctionnent de manière stabilisée et en toute sûreté.

Conditions tarifaires applicables aux centrales nucléaires

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) avait fixé un tarif temporaire à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021. Il a été prolongé le 22 décembre 2021 dans l'attente de la publication du nouveau mécanisme tarifaire appliqué aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. Fin 2024, il n'y a pas eu d'autres publications par les autorités (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A, « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR », paragraphe « Risques relatifs aux EPR Taishan (Chine) ».

Framatome

Framatome est présent en Chine depuis plus de 35 ans. Il est notamment le concepteur des unités 1 et 2 des centrales de Taishan. Il fournit certains équipements et briques technologiques pour le projet Hualong (RCP, I&C, combustible…). Framatome opère en Chine par le biais de joint-ventures avec Dongfang Electric Corporation (FDJV) et China National Nuclear Corporation (CAST). Il intervient également par le biais de sa filiale Framatome Nuclear Services (FNS) détenue à 100 %.

Arabelle solutions

Arabelle Solutions est présente en Chine depuis plus de 27 ans. La société fournit des services de construction (ingénierie et équipement) et de maintenance (maintenance et extension de durée de vie) pour les ensembles turbine-générateur dans les îlots conventionnels des centrales nucléaires. Ces technologies d'îlots de turbines nucléaires de classe mondiale et ces services et solutions essentiels tout au long du cycle de vie sont utilisés dans plus de 30 unités en Chine avec des types de réacteurs multiples (M310, CPR1000, EPR, AP1000…). Arabelle Solutions opère en Chine par le biais d'une coentreprise « Arabelle (Wuhan) Engineering Technology Co., Ltd » avec le Central Southern China Electric Power Design Institute (CSEPDI, actionnaire minoritaire à 20 %). Arabelle Solutions coopère avec Dongfang Electric Corporation (DEC) sur le marché chinois depuis environ 20 ans dans le cadre d'un accord de transfert de technologie.

Énergies renouvelables

À travers la filiale chinoise d'EDF Renouvelables, le groupe EDF détient une participation dans plusieurs centrales éoliennes terrestres, éoliennes en mer et solaire pour une puissance installée totale au 31 décembre 2024 d'un peu plus de 1 316 MW bruts (792 MW nets) en exploitation. Il dispose également d'un portefeuille de projets en développement de plusieurs centaines de mégawatts.

En 2018, EDF Renouvelables a diversifié ses activités dans le solaire distribué avec la création d'une filiale qui vise à développer des solutions solaire-toiture pour des clients industriels.

En 2019 et 2021, EDF et son partenaire Guohua (filiale de China Energy Investment) ont respectivement mis en service les fermes éoliennes maritimes de Dongtai IV (302 MW) et Dongtai V (200 MW), au large de la province du Jiangsu.

Fin 2023, EDFR a mis en service la ferme éolienne de Rongshui 3-4 (96 MW) dans le Guangxi. En 2024, EDFR a mis en service la ferme solaire de Jinchang (130 MW) dans le Gansu, et poursuit par ailleurs la construction de la ferme éolienne de Qinnan (155 MW) dans le Guangxi, avec une mise en service prévue en 2025.

Services énergétiques

Dans la ville de Sanmenxia (province du Henan), EDF opère au travers d'une joint-venture (détenue à hauteur de 65 %) un contrat de concession pour la construction et l'exploitation d'un réseau de chaleur urbain à partir de la récupération de chaleur fatale issue de centrales thermiques de son partenaire Datang.

Dans la ville de Lingbao (province du Henan), EDF au travers d'une joint-venture (détenue à hauteur de 65 %) exploite un réseau de chaleur alimenté par une centrale de cogénération biomasse de 35 MW. Un accord a été signé en fin d'année sur l'évolution du partenariat entre EDF et la ville de Lingbao.

Dans la ville de Sanya (province de Hainan), EDF détient 30 % d'une joint-venture avec un partenaire local pour la construction et l'exploitation d'un réseau de froid. Il alimente en climatisation des hôtels, des hôpitaux et des centres commerciaux de la zone depuis 2021.

EDF exploite depuis 2021 au travers d'un contrat de 25 ans avec Jinan Energy Group le réseau de climatisation urbaine dans le quartier d'affaires de Jinan (province du Shandong).

EDF était présent sur le marché de l'éclairage public depuis 2009 avec la ville de Kunming (capitale de la province du Yunnan, 8,6 millions d'habitants) pour la gestion de 180 000 points lumineux. À l'issue des 15 ans de concession, EDF a transféré l'activité à un nouveau concessionnaire au 31 décembre 2024.

Production d'électricité thermique charbon

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Le groupe EDF a détenu 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales thermiques dans la province du Shandong. Les autres actionnaires étaient China Energy Investment Group et l'électricien hongkongais CLP. Mises en service entre 1987 et 2004, les centrales représentaient une puissance totale de 3 060 MW. À partir du 31 décembre 2021, la société SZPC a commencé à transférer progressivement ses unités de production au groupe China Energy Investment (CEI). Un accord mettant fin à la coopération de la JV a été signé en septembre 2024 et il précisait que les actions de SZPC seraient transférées à China Energy Investment le 30 septembre 2024. Les démarches administratives ayant pour objectif de finaliser le transfert des actions à CEI sont en cours.

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 de technologie dite « charbon supercritique » dans la province du Henan. Elle a été mise en service en 2007 pour une capacité installée de 2 × 600 MW. Après plusieurs années d'exploitation, des rétrofits ont été réalisés afin d'augmenter la capacité à 2 × 630 MW.

Fuzhou Power Generation Company (FZPC)

Le groupe EDF détient 49 % de FZPC, joint-venture créée en 2014 avec une filiale du groupe Datang pour la construction et l'exploitation d'une centrale dite « ultra-supercritique » (2 × 1 000 MW) dans la province du Jiangxi. Cette technologie permet d'atteindre des niveaux élevés de température et de pression dans la chaudière assurant un meilleur rendement que dans une centrale classique (près de 44 % pour Fuzhou).

Elle diminue la consommation de combustible et la production de CO_2 par kilowattheure produit. Le premier groupe a été mis en service en décembre 2015, le deuxième en avril 2016.

Recherche & Développement (R&D)

Les activités du centre de R&D en Chine portent sur la production et le stockage de l'électricité bas carbone, les énergies renouvelables, l'hydrogène, les réseaux électriques innovants, les systèmes locaux multi-énergies, l'ingénierie énergétique, la mobilité électrique et l'*open innovation*. Tirant parti de l'écosystème chinois très dynamique et innovant, le centre R&D d'EDF en Chine travaille sur les applications des technologies digitales et de l'intelligence artificielle aux métiers de l'énergie. Le R&D Centre Chine a noué un réseau de collaborations avec des partenaires académiques, universitaires et industriels chinois de premier plan.

1.4.5.3.6.2 Asie-Pacifique hors Chine

L'activité du groupe EDF en Asie-Pacifique est centrée sur le développement du secteur électrique. Le Groupe est présent notamment dans des projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production thermique gaz et hydraulique, dans les pays offrant des opportunités pour les *Independent Power Plants* (IPP). Il intervient également dans le domaine des énergies renouvelables, du nucléaire, du stockage, des villes intelligentes, des réseaux, de la mobilité électrique, de l'hydrogène et de l'innovation.

Basée à Tokyo, la Division Internationale Asie Pacifique d'EDF (« EDF Asie Pacifique ») s'appuie sur deux filiales en opération au Laos (un actif hydroélectrique de 1 070 MW, détenu et exploité conjointement avec des partenaires laotiens et thaïlandais) et au Vietnam (une centrale à cycle combiné de 715 MW, détenue conjointement avec des partenaires japonais), ainsi que sur des structures locales de développement en Inde, en Australie, à Singapour, au Vietnam et au Japon.

Vietnam

À fin 2024, EDF détient 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO). La société est propriétaire de Phu My 2.2, une centrale à cycle combiné gaz (CCG) d'une capacité de 715 MW [1]. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat BOT (*Build, Operate, Transfer*) porte sur une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison « clés en main » de la centrale et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation. Le transfert du contrat BOT sera effectué en février 2025 au profit d'Électricité du Vietnam (EVN).

EDF a par ailleurs été désigné leader du consortium [2] chargé d'étudier le projet de la centrale de type CCG Son My 1 (2 250 MW), à haut rendement et aux performances environnementales optimisées. Une fois la centrale construite, la période d'exploitation s'étendra sur 20 ans. Le site envisagé est situé dans la province de Binh Thuan, au nord-est de Ho Chi Minh Ville. Un *Memorandum of Understanding* a été signé avec le ministère de l'Industrie et du commerce vietnamien (MOIT - *Ministry of Industry and Trade*) en novembre 2018, puis amendé en décembre 2020. Il fixe le cadre général du développement du projet. En 2021, le projet a reçu la *In-principle investment decision* du MOIT. Le calendrier 2025/2026 consistera à obtenir l'approbation finale de l'étude de faisabilité par le MOIT et à avancer dans la négociation d'un contrat de concession, d'un PPA (*Power Purchase Agreement*) et des autres documents contractuels nécessaires à la décision d'investissement. La mise en service de la première unité est estimée fin 2029.

Laos

Au 31 décembre 2024, EDF Invest détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC). NTPC est propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2 d'une puissance installée de 1 070 MW. Construit par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main », il a été mis en service en 2010 [3]. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos.

Un *Memorandum of Understanding* a été signé avec le gouvernement laotien en octobre 2024 pour étudier un projet de stockage par pompage (500-1 000 MW) à proximité du réservoir existant de Nam Theun 2.

Inde

Dans le domaine de l'énergie nucléaire, concernant l'accord de coopération relatif au projet de construction de six réacteurs EPR à Jaitapur, voir la section 1.4.1.1.3.3 « Développements à l'international ».

EDF continue de développer son activité dans les compteurs intelligents en participant à des appels d'offres lancés en Inde. À fin décembre 2024, plus de 1,7 million compteurs intelligents ont été installés avec succès. De plus, EDF a sécurisé un portefeuille de 3,3 millions de compteurs intelligents grâce aux appels d'offres remportés en 2024.

Les autres domaines d'intervention d'EDF en Inde sont le développement de projets d'hydroélectricité, et plus particulièrement les projets de stockage d'électricité par pompage qui seront la pierre angulaire de la transition énergétique à faible émission de CO_2 en Inde.

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans le photovoltaïque et l'éolien et exploite au 31 décembre 2024 571 MW bruts (459 MW nets) d'éolien et 663 MWc bruts (331,5 MWc nets) de solaire. En 2023, EDF Renouvelables a notamment mis en service les 112 turbines du projet Kabini (SECI V) dans l'État du Gujarat totalisant 302 MW. Pour le solaire, EDF Renouvelables développe son activité au travers d'EDEN Renewables India, la filiale commune co-détenue avec TotalEnergies. EDEN poursuit le développement de projets solaires, essentiellement dans l'État du Rajasthan. Au 31 décembre 2024, 390 MW bruts solaires et 130 MW bruts éoliens sont en construction.

Japon

EDF a ouvert une filiale japonaise, EDF Japan KK, en juillet 2022. Elle est présente dans des activités de développement commercial au Japon (importation et applications d'hydrogène en aval, batteries). Les projets liés à l'hydrogène bas carbone seront mis à profit pour soutenir des projets analogues en Asie et dans le monde.

EDF Japan souhaite développer son activité dans le stockage par batteries en participant notamment à des appels d'offres lancés au Japon. D'autres initiatives, telles que la production d'électricité via la combustion de biomasse, la transmission ou le développement de systèmes de stockage d'électricité par pompage et de centrales hydroélectriques, sont également étudiées.

Australie

EDF a ouvert une filiale en Australie en mars 2023, EDF Australia Pacific Pty Ltd. Le développement porte principalement sur les systèmes de stockage d'électricité par pompage, les réseaux de transport et d'autres projets innovants pour soutenir la transition énergétique du pays.

EDF a notamment acquis un projet de stockage d'électricité par pompage de 300 MW en Nouvelle-Galles du Sud. D'autres opportunités sont à l'étude en Nouvelle-Galles du Sud et dans le Queensland. EDF a également conclu un accord en 2023 avec l'entreprise australienne Vast pour cofinancer et codévelopper des projets de production d'hydrogène vert et de carburants neutres en CO_2.

En Australie, EDF Renouvelables dispose d'un *pipeline* d'environ 4 GW de projets éoliens *onshore*, *offshore* et solaires en cours de développement.

Le *pipeline* inclut notamment le projet éolien de Banana Range dont la première phase, de 230 MW, est à un stade avancé de développement ayant les permis et autorisations. Le début de la construction est prévu pour le premier trimestre 2025.

Le parc NSW Newcastle Offshore Wind (NOW), de 1 400 MW, a déposé une demande de licence attendue au troisième trimestre 2025, pour un début de construction prévue en 2029-2030.

(1) Les autres actionnaires sont TEPCO (JERA) et SGM2 (Sumitomo).
(2) À hauteur de 37,5 % aux côtés du partenaire vietnamien Pacific Corporation (25 %) et de deux partenaires japonais, Sojitz Corporation (18,75 %) et Kyushu Electric Power Co (18,75 %).
(3) Les autres actionnaires sont la société thaïlandaise EGCO (Electricity Generating Public Company Limited) (35 %) et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) (25 %).

Singapour

La filiale à Singapour « EDF HQ Singapore Pte. Ltd. », créée en 2018, s'inscrit dans l'écosystème de développement et d'innovation des réseaux intelligents, de la mobilité électrique, de l'hydrogène et des interconnexions.

En outre, EDF HQ Singapore Pte. Ltd apporte son soutien au développement des projets des autres filiales en Asie (développement commercial, finances et ressources humaines).

Par ailleurs, EDF a ouvert son 6e centre international de R&D en 2014, EDF Lab Singapore Pte. Ltd (le « Lab Asie-Pacifique »). Il vise à soutenir le développement des projets des filiales internationales dans la zone, anticiper les sujets d'avenir pour le Groupe et contribuer à la reconnaissance de la R&D du Groupe à l'international. Le Lab Asie-Pacifique se concentre actuellement sur trois thèmes principaux :

- les réseaux intelligents (y compris MASERA, la plateforme multiénergie d'EDF R&D en Asie du Sud-Est) ;
- la mobilité électrique et l'hydrogène ;
- les marchés de l'énergie.

Dans le cadre des liens étroits avec le monde universitaire, le Lab est impliqué dans un projet de recherche sur l'énergie numérique, partiellement financé par les autorités singapouriennes : « Descartes ». Il s'agit d'un projet de recherche de cinq ans piloté par le CNRS en lien avec 25 partenaires universitaires et cinq pilotes industriels, dont le Lab, en charge du lot « *Digital Energy* ». Ce projet vise à développer une plateforme d'intelligence artificielle hybride pour améliorer la prise de décision pour des systèmes urbains essentiels (énergie, qualité de l'air, transport, etc.).

1.4.5.3.7 Afrique

Le Groupe se développe sur le continent africain en accompagnant les pays à forte demande énergétique. Il intervient de manière sélective et adaptée à chaque zone géographique, tout en bâtissant des partenariats durables et multi-métiers.

EDF poursuit également son action dans la fourniture d'énergie compétitive hors réseaux (*off grid*). Le groupe EDF a plus de vingt ans d'expérience dans ce domaine en Afrique. Depuis 2017, il s'associe avec des start-up innovantes pour fournir de l'énergie et des services adaptés aux revenus et aux besoins d'une clientèle rurale et périurbaine. Ces solutions vont de la vente de kits solaires individuels au *mini-grid* en passant par les pompes solaires pour les agriculteurs. Grâce à ces solutions, plus de 2,5 millions de personnes en Afrique sub-saharienne peuvent aujourd'hui s'éclairer et accéder à différents services nécessitant de l'électricité.

Afrique du Sud

- Le groupe EDF est présent en Afrique du Sud depuis 1978 avec la construction de la centrale nucléaire de Koeberg. Il assiste l'électricien national Eskom dans l'exploitation et la maintenance de cette centrale. Framatome est également un fournisseur important d'Eskom (maintenance générale et fuel), de même qu'Arabelle Solutions (maintenance des groupes turbo-alternateurs).
- Le groupe EDF a implanté la filiale EDF Development South Africa en 2007 à Johannesburg dans l'optique de préparer la relance du programme nucléaire sud-africain. Cette filiale est également en charge du développement de l'activité d'EDF dans la zone d'Afrique australe. Elle intervient notamment dans le domaine des projets de production ainsi que dans la vente de services, en lien avec les ingénieries thermique, hydraulique, le transport et la distribution. En décembre 2018, la société a acquis 30 % de la société d'ingénierie sud-africaine GIBB Power. L'objectif est d'appuyer le développement de l'activité d'ingénierie en Afrique australe.
- Les activités renouvelables du groupe EDF ont démarré en 2011 avec l'acquisition d'Innowind détenue à 84 %. L'objectif est de participer aux appels d'offres renouvelables organisés par le gouvernement. Trois projets éoliens (Chaba, Grassridge, Waainek) ont été gagnés en 2012 et un en 2015 (Riverbank) pour un total de 142 MW. Les quatre projets sont en service.

  En 2021, EDF Renewables South Africa a remporté plusieurs succès significatifs dans le cadre d'appels d'offres gouvernementaux.

  Au premier trimestre 2022, EDF a pris sa décision finale d'investissement dans un projet hybride éolien, solaire et batterie de 75 MW (Umoyilanga) dont la clôture financière et la mise en construction sont intervenues fin novembre 2023.

  EDF Renouvelables a annoncé en 2022 la création d'une joint-venture (Envusa Energy) avec Anglo American pour développer jusqu'à 5 GW de projets renouvelables. Envusa vise à devenir à la fois un producteur d'énergies renouvelables et un agrégateur qui va revendre directement de l'électricité sur le marché à travers des accords signés avec des acheteurs corporate (dont les mines Anglo).

  En février 2023, EDF Renewables South Africa a atteint la clôture financière pour deux projets éoliens pour un total de 280 MW (Hartebeesthoek et Umsobomvu) et d'un projet photovoltaïque de 240 MWac (Mooi Plaats) dans le cadre de l'appel d'offres lancé par Envusa. La mise en service est attendue mi-2025.

  Au 31 décembre 2024, EDF Renouvelables possède en exploitation 145 MW bruts en éolien terrestre et 770 MW bruts en construction ; 355 MW en construction en solaire ; 75 MW de batteries en construction.
- En août 2022, le Groupe a pris une participation à hauteur de 50 % dans DPA Southern Africa pour développer les projets solaires destinés à des clients tertiaires et industriels (C&I) en Afrique du Sud (portefeuille de projets de plus de 80 MW).
- EDF a remporté, en partenariat avec le développeur sud-africain Mulilo, trois projets de stockage d'énergie par batteries (Oasis) totalisant 257 MW/1 024 MWh dans le cadre du premier cycle du programme sud-africain Battery Energy Storage Independent Power Producer Procurement Programme. Les installations de stockage seront utilisées pour renforcer la stabilité du réseau. La clôture financière de ces 3 projets a abouti mi-novembre 2024 [1]. Par ailleurs, EDF a été sélectionnée en décembre pour un projet de 77 MW dans le cadre du deuxième cycle de ce même programme.
- En ce qui concerne l'*off grid*, la société KES (Kukhanya Energy Services (Pty) Limited), créée en 2002, et détenue à hauteur de 65 % par EDF International, vend et opère des kits photovoltaïques à une clientèle résidentielle aux revenus modestes.

Mozambique

- Le Groupe est actif au Mozambique depuis la fin des années 1980 dans la prestation de services d'ingénierie. Il a noué des partenariats privilégiés avec EDM (Electricidade de Moçambique), officialisés à travers la signature d'un protocole d'accord (MoU) en 2017, renouvelé en novembre 2021 pour trois ans.
- En juillet 2022, EDF International Networks a été sélectionné pour la réalisation d'un contrat de réduction des pertes non techniques sur le réseau de distribution d'EDM (financement de l'Agence française de développement – AFD). Le projet a commencé officiellement en juin 2023. L'échéance du contrat est fin 2025. Le bilan à mi-parcours est positif.
- Le consortium composé d'EDF, de TotalEnergies et de Sumitomo a été sélectionné adjudicataire préféré en mai 2023 dans le cadre de l'appel d'offres du projet hydroélectrique Mphanda Nkuwa (1 500 MW). Le consortium a signé, en décembre 2023, avec les parties prenantes locales l'Accord de développement conjoint et le contrat-cadre prévoyant les principes de l'Accord de concession qui sera signé avec l'État en 2025. La société projet est en cours de création, et les premiers recrutements ont eu lieu (notamment sur les fonctions Environnementales & Sociales). EDF apporte également un appui technique à EDM sur le développement de la ligne de transport entre l'ouvrage et Maputo (1 300 km) dont le choix du tracé et de la technologie (Haute tension en courant continu/Haute tension en courant alternatif).

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 20 novembre 2024 « Clôture financière aboutie pour les trois projets de stockage d'énergie par batterie d'OASIS 1 ».

- EDF CIST (EDF Centre ingénierie système transport) a remporté un contrat d'assistance technique à EDM pour superviser l'assistance à maîtrise d'ouvrage sur le développement du nouveau dispatching national qui devrait commencer au premier trimestre 2025. C'est le deuxième contrat d'EDF CIST dans le pays, après le contrat d'AMOA (Assistance à maîtrise d'ouvrage) avec Globelec pour la construction de la centrale thermique de Temane, au centre du pays (en cours depuis 2022 et jusqu'à 2025).

Maroc

- Le groupe EDF est actif au Maroc depuis les années 1970. Afin d'accompagner son développement dans la zone, il a créé EDF Maroc en 1997 et EDF Renouvelables Maroc en 2012.
- Le Groupe a noué des partenariats privilégiés avec l'ONEE (Office national marocain de l'électricité et de l'eau potable), la MASEN (Agence marocaine pour l'énergie durable), plusieurs régies de distribution d'électricité ainsi que des industriels. Les domaines d'intervention vont de la production hydraulique, thermique et renouvelable aux réseaux et moyens de flexibilité et de stockage en passant par la formation et la coopération multiaxes.
- Le Groupe participe à la décarbonation du mix énergétique marocain, notamment dans le déploiement de la stratégie nationale de développement des énergies renouvelables qui vise à atteindre une capacité installée de 52 % de source renouvelable en 2030 la portant ainsi à 10 GW, que cela soit auprès des donneurs d'ordres institutionnels publics ou partenaires privés, particulièrement les industriels.
- Projets concrétisés auprès de donneurs d'ordres publics :
  - Après avoir été retenu par l'ONEE dans le cadre d'un appel d'offres pour le développement, le financement, la construction et l'exploitation-maintenance du parc éolien de Taza (150 MW), le consortium mené par EDF Renouvelables [1] a mis en service la phase 1 de ce projet (87 MW) en juillet 2022. Le consortium a entamé les discussions autour de la phase 2 avec la MASEN et l'ONEE avec un objectif de mise en service de cette deuxième tranche en 2028.
  - À l'issue d'un processus d'appel d'offres porté par la MASEN, EDF Renouvelables a été retenue en 2018, en consortium [2], pour la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire de Noor Midelt. Ce projet, d'une capacité de 800 MW, est une centrale hybride associant l'énergie solaire concentrée et le solaire photovoltaïque, dans sa conception initiale. Le contrat d'achat d'électricité a été signé entre le consortium et la MASEN en 2020. Les discussions se poursuivent avec MASEN à l'initiative de cette dernière, pour changer la conception technique vers une centrale PV de capacité installée dépassant les 600 MWc et du stockage BESS de plus de 1 000 MWh ; ce qui en ferait le plus grand projet BESS d'EDF dans le monde.
  - EDF Renouvelables Maroc, en partenariat avec la MASEN, a mis en construction le nouveau parc éolien de Koudia Al Baïda (100 MW) en juillet 2022. Il s'agit du *repowering* de la ferme éolienne existant au nord du pays (50 MW), premier en son genre en Afrique. La mise en service de ce parc a été réalisée courant 2024.
- Projets concrétisés auprès de donneurs d'ordres privés :
  - EDF Maroc développe par ses propres équipes des solutions d'autoproduction d'électricité à base de solaire photovoltaïque sur le marché Commerces et Industrie (C&I) marocain depuis 2022 en « Design Build and Operate » ou en contrats long terme dit « Power Lease Agreements ». Trois projets ont été mis en exploitation, totalisant une capacité de 5 MWc environ. EDF poursuit son développement sur ce segment et a été sélectionnée sur d'autres projets, ce qui lui permettrait de mettre en service une capacité additionnelle de 2 MW en début 2025.
- Projets structurants en phase développement :
  - EDF se positionne sur trois projets portés par MASEN :
    - Nassim Nord 400 MW : préqualification pour deux projets éoliens : 150 MW Koudia Extension et 250 MW Dar Echaoui,
    - Noor Midelt 2 et 3 : projet PV + BESS avec une limite d'injection totale de 230 MWac et une composante stockage batteries de 460 MWh (soit 2 heures de stockage).
  - À la suite de la publication de l'« Offre Maroc » sur l'hydrogène vert, EDF a déposé un dossier de candidature pour la réservation d'une assiette foncière de 30 000 ha sur la première phase du programme. Le dimensionnement préliminaire du projet englobe une capacité renouvelable, une composante de stockage BESS et plusieurs centaines de MW d'électrolyse.
  - EDF dépose son dossier d'expression d'intérêt et de préqualification dans le cadre de la réalisation d'une ligne Haute tension à courant continu (HVDC). Ce projet comprend la construction de deux sous-stations d'évacuation très haute tension type blindé, deux stations de conversion DC/AC et 4 × 1 400 km par ligne à réaliser, pour une capacité totale à acheminer de 3 GW qui seront réalisés sur deux phases.
- Projets Greenfield : EDF progresse dans le développement et la construction de plusieurs centaines de MW éoliens sur le marché privé d'énergie, soit dans le cadre Wheeling (cadre de la loi « 13.09 » relative aux énergies renouvelables), soit dans le cadre de l'autoproduction.

Sénégal

Le Groupe est présent au Sénégal, où il détient 100 % de la société ERA, opérateur de la concession d'électrification rurale couvrant les régions de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou. Dans un secteur électrique en pleine mutation institutionnelle, marqué notamment par l'adoption d'un nouveau Code de l'électricité en juillet 2021, la question de la soutenabilité économique du modèle des concessions électrification demeure un enjeu central, notamment au travers des problématiques liées à la révision tarifaire. Dans ce contexte, ERA a entrepris une demande exceptionnelle de révision tarifaire auprès du régulateur. Cette démarche a abouti favorablement, ouvrant la voie à une cession partielle ou totale du capital afin d'accueillir un investisseur stratégique.

Cameroun

- Le groupe EDF est présent au Cameroun depuis 2014 dans le cadre de la construction du barrage hydroélectrique de Nachtigal. Créée en juillet 2016, Nachtigal Hydro Power Company (NHPC) est détenue à 40 % par EDF International [3]. NHPC est en charge de la conception, du financement, de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de Nachtigal (420 MW) situé sur le fleuve Sanaga au nord de Yaoundé, ainsi que de la ligne de transport entre Nachtigal et Yaoundé dont les travaux ont été finalisés en 2021. NHPC a signé une convention de concession de production d'électricité en avril 2017, pour une durée de 35 ans à partir de la mise en service commerciale prévue début 2025. En mai 2024, les premiers mégawattheures ont été produits à la suite du couplage réussi du premier groupe (60 MW) au Réseau Interconnecté Sud. À fin 2024, cinq groupes (300 MW) sont en service et un sixième groupe a été couplé avec succès au réseau fin décembre 2024. La mise en service commerciale (sept groupes) est prévue pour le premier trimestre 2025. EDF a signé un contrat d'assistance à maîtrise d'ouvrage avec la société NHPC pour la bonne réalisation du chantier. L'aménagement hydroélectrique de Nachtigal est un projet dimensionnant pour le Cameroun et assurera environ un tiers de ses besoins en électricité.

(1) En partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co.
(2) Avec Masdar et Green of Africa.
(3) Détention également par IFC (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %).

- Faisant suite au protocole d'accord signé avec le gouvernement du Cameroun qui attribue à EDF l'exclusivité du développement du projet hydroélectrique de Kikot-Mbebe sur la Sanaga, les discussions menées entre l'État du Cameroun et EDF ont permis de signer un accord, en juin 2021, pour le développement conjoint du projet. Le 25 septembre 2023 a marqué une nouvelle étape pour le projet Kikot-Mbebe avec la création de la société Kikot-Mbebe Hydro Power Company (KHPC) détenue à 50/50 entre EDF International et le gouvernement du Cameroun. KHPC sera en charge du développement, de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de Kikot-Mbebe. Avec une puissance installée de 500 MW, cette infrastructure d'énergie renouvelable utilisant les eaux abondantes de la Sanaga sera le plus grand barrage du pays, juste environ 100 km à l'aval du barrage de Nachtigal. Le chantier de construction de Kikot-Mbebe devrait commencer d'ici 2026.
- Le groupe EDF poursuit son activité de conseil auprès d'Eneo, l'opérateur historique du secteur électrique dans le domaine de la distribution.
- Le groupe EDF s'appuie sur la société UPOWA, dont il a pris le contrôle en décembre 2023, spécialisée dans la commercialisation de kits solaires afin de développer ses activités *off-grid* au Cameroun.
- En mai 2024, ARIC, société ivoirienne détenue par le groupe EDF spécialisée dans les métiers de la climatisation, du froid industriel et commercial et de la performance énergétique depuis plus de 30 ans, s'est implantée au Cameroun à travers la création d'une succursale afin de développer ses activités en Afrique centrale.

Égypte

- EDF Renouvelables avec son partenaire Elsewedy Electric a développé le projet solaire Benban d'une puissance de 130 MWp en opération depuis 2018.
- En 2024, le consortium EDF Renouvelables et Zéro Waste a signé un accord d'exclusivité (MOU - *Memorandum of Understanding*) avec le ministère de l'Énergie et électricité renouvelables, pour développer un projet d'hydrogène vert. Le consortium investira environ 2 milliards d'euros dans la première phase, le coût total du projet en trois phases étant estimé à 7 milliards d'euros. Une étude de faisabilité préliminaire a identifié le terrain requis : 420 km^2 pour la production d'énergie renouvelable à Ras Shuqair et 1,2 million de m^2 pour l'installation de production, ainsi que son propre corridor de transport d'électricité.
- En 2024, le Centre d'ingénierie thermique et de transport (CI2T) d'EDF a commencé les essais d'endurance du nouveau Centre national d'optimisation, contrôle et dispatching du système électrique égyptien. La conception du projet a été réalisée par le CI2T ainsi que le suivi du chantier en phase de construction. Le centre gère le réseau électrique en temps réel, le centre de contrôle existant étant utilisé en backup. En 2024, le CI2T a aussi continué la supervision et la revue de conception du Centre de dispatching régional du delta du Nil basé à Talkha en Égypte. La mise en service de ce centre est prévue fin 2025.

Côte d'Ivoire

- Le groupe EDF développe en partenariat [1] le projet « Biovéa » de centrale biomasse de 46 MW. Un accord sur le prix de cession de l'électricité a été signé avec l'État ivoirien en novembre 2017. La convention de concession a été signée avec l'État en décembre 2019. Le bouclage financier et le démarrage des travaux de construction de la centrale ont eu lieu fin 2022. La mise en service est prévue fin 2025. Des discussions ont été initiées avec les autorités ivoiriennes en vue de répliquer le projet sur 4 sites identifiés.
- EDF International est devenu en 2019 l'actionnaire à 49 % de Conergies Group (holding des filiales Aric en Côte d'Ivoire et Rica au Mali). Cette société dispose d'une forte expertise dans le développement et l'innovation dans les domaines du chauffage, de la ventilation et du froid industriel et solaire en Afrique de l'Ouest. En 2024, afin d'accompagner la croissance de la société, il a été procédé à une restructuration conduisant à une prise de contrôle par EDF à hauteur de 65 % dans la filiale ivoirienne Aric devenant le nouveau véhicule de développement de ces activités pour l'Afrique de l'Ouest et centrale.
- En 2016, le Groupe a créé une filiale locale pour soutenir sa stratégie de développement en Côte d'Ivoire et dans la sous-région. En octobre 2016, il a également créé la société ZECI, rebaptisée TEVIA en 2023, détenu à 100 % par EDF depuis la fin 2024, pour le déploiement d'un projet *off-grid* d'installation et de maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains. En janvier 2023, afin de compléter ses offres *off-grid* dans le domaine des pompes solaires, le Groupe a créé à 50/50 avec son partenaire Kényan Sunculture la société Greeno.

Ghana

La société ZEGHA, commercialisateur de kits solaires, détenue à 30 % par EDF International depuis décembre 2017 et dont le développement avait été arrêté en 2020 est en cours de fermeture définitive.

Togo

- Le Groupe est présent dans le pays à travers la société Bboxx EDF Togo, joint-venture avec la société britannique Bboxx. La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination des foyers ruraux. Par ailleurs, un partenariat de déploiement de pompes solaires a été mis en place en 2020 avec la société kényane SunCulture (détenue par EDF International via une participation indirecte) et le gouvernement togolais.
- Le groupe EDF a créé, début 2020, une succursale pour soutenir sa stratégie de développement et assurer la poursuite de prestations de services d'ingénierie.
- En consortium avec Meridiam, EDF s'est vu attribuer le projet Scaling Solar Togo, pour le financement, la construction et l'exploitation maintenance d'une centrale solaire de 64 MWc. La signature du projet a eu lieu pendant la COP28. Le bouclage du financement est prévu au cours du 1er trimestre 2025 et la construction devrait démarrer dans la foulée pour une période de 15 mois.

Kenya

- Depuis juillet 2018, le groupe EDF participe au développement de la société kényane SunCulture. L'objectif est d'assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination d'agriculteurs, principalement au Kenya. EDF accompagne SunCulture dans son développement international, via une participation de 13,1 % dans Savant Group, maison-mère de SunCulture.
- Le Groupe a pris une participation indirecte également dans Bboxx Capital Kenya Limited en 2021. La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux.
- Le groupe EDF détient, depuis février 2021, 50 % de DPA Kenya [2]. La société est spécialisée dans le solaire réparti à destination du marché d'affaires. DPA Kenya développe des solutions allant du design à la maintenance en passant par le financement. Près de 8 MW sont actuellement en exploitation.
- Alors que le Kenya relance ses ambitions de projets nucléaires, le Groupe a manifesté son intérêt auprès du gouvernement.

(1) Partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest, et le fonds Meridiam.
(2) Anciennement Econet Energy Kenya.

Malawi

En août 2022, le gouvernement du Malawi, l'IFC [1] et le consortium entre EDF et SCATEC ont signé le *Relationship Agreement* qui confère au consortium 55 % du capital du projet hydroélectrique de Mpatamanga au Malawi (350 MW). En septembre 2022, le consortium a officiellement été nommé *Strategic Sponsor* du projet. À sa mise en service prévue en 2029, Mpatamanga fournira de l'électricité à environ 2 millions de personnes et permettra d'éviter 520 000 tonnes d'émissions de CO_2 par an. EDF et SCATEC mèneront les phases de développement, de construction et d'exploitation.

Eswatini (ex-Swaziland)

Le groupe EDF, en partenariat [2], a répondu fin 2023 à l'appel d'offres du gouvernement d'Eswatini pour le développement d'une centrale biomasse de 25 MW. EDF et son partenaire Montigny ont été sélectionnés pour ce projet le 10 décembre 2024.

Zambie

EDF International détient une participation de 12 %, acquise en 2020, dans Standard Microgrid Initiatives Limited, start-up développant et installant des mini-réseaux à travers une solution de conteneurs standardisés et de compteurs intelligents.

1.4.5.3.8 Moyen-Orient

Le groupe EDF est présent au Moyen-Orient dans les activités de développement, de suivi de projets ainsi que de gestion d'actifs. Une activité commerciale est également développée à travers les activités de service de Dalkia ainsi que les prestations de services d'ingénieries thermique, transport et hydraulique. Le Groupe dispose d'une implantation régionale basée aux Émirats arabes unis couvrant les activités de la zone. Le Groupe a des implantations à Doha au Qatar, à Riyadh en Arabie saoudite où se situe le siège régional, au Bahreïn ainsi qu'à Abu Dhabi et Dubaï aux Émirats arabes unis et plus récemment à Manah et Salalah en Oman.

Ces activités de développement sur la zone Moyen-Orient se font pour le compte d'entreprises gouvernementales ou privées que le groupe EDF accompagne dans leurs processus de transition énergétique. L'enjeu des prochaines années est de continuer à s'inscrire dans les visions *Net Zero* des pays du Moyen-Orient afin de continuer à développer les activités du Groupe sur l'ensemble de la chaîne de valeur électrique (production bas carbone, réseau, flexibilités).

Les projets majeurs de la zone sont situés notamment aux Émirats arabes unis avec, en 2024, à Abu Dhabi :

- la mise en œuvre du projet Lightning de 3,8 milliards de dollars. Il vise à développer, construire et exploiter un système de transport sous-marin de courant continu haute tension (HVDC-VSC). Il s'agit d'une première dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord. Ce projet majeur, en partenariat avec KEPCO et KYUSHU, consiste à connecter les installations de production pétrole et gaz *offshore* d'ADNOC [3] à une source d'énergie plus propre et plus efficace fournie par le réseau électrique terrestre d'Abu Dhabi. Le projet permettra de réduire l'empreinte carbone sur ces sites *offshore* d'ADNOC de plus de 30 %, tout en soutenant la *Net Zero by 2050 Strategic Initiative* des Émirats arabes unis. Le projet est en cours de construction avec une livraison prévue en 2026 ;
- Emerge, une co-entreprise créée en 2021 par EDF et Masdar, développe aujourd'hui un portefeuille de plusieurs contrats totalisant 320 MW de projets de solaire distribué (dont 100 MW en exploitation ou en construction). L'offre d'Emerge est prioritairement destinée aux clients commerciaux et industriels, aux Émirats, et en Arabie saoudite. Elle contribue ainsi à l'atteinte des objectifs ambitieux de ces pays en matière de transition énergétique ;
- la mise en service et l'exploitation, en consortium [4], du projet solaire photovoltaïque Al Dhafra PV2. D'une capacité installée de 2,1 GW, la centrale solaire, qui est entrée en service en juin 2023, est actuellement l'une des plus puissantes au monde. Elle évite le rejet de 2,4 millions de tonnes de CO_2 par an ;
- l'adjudication et la clôture financière, en consortium [5], du projet solaire photovoltaïque Ajban PV3. Le projet, d'une capacité de 1,8 GWp, doit être mis en service début 2026. Il permettra d'éviter le rejet de 2,4 millions de tonnes de CO_2 par an ;
- la mise en service (phases 1, 2 et 3) et la poursuite des travaux (phases 4 et 5) de rénovation de l'éclairage public à Abu Dhabi (133 000 points lumineux) en consortium avec Engie (Projet Nojoom). Une extension du contrat existant pour l'addition de 55 000 points lumineux à Al Ain est en cours.

D'autres projets majeurs sont situés à Dubaï avec DEWA :

- EDF Renouvelables a développé une centrale solaire photovoltaïque dite « DEWA III » aux côtés de Masdar et du client DEWA (en charge de l'eau et de l'électricité dans l'Émirat). Avec une capacité installée de 1 066 MWp, la centrale permet d'éviter 2,4 millions de tonnes de CO_2. Grâce à la production de DEWA III, 160 000 foyers dubaïotes sont alimentés en électricité bas carbone ;
- un contrat d'assistance à la maîtrise d'ouvrage pour la construction d'une Station de transfert d'énergie par pompage (STEP de 250 MW pour une capacité de stockage de 1 500 MWh). Sa construction, via un contrat clé en main, a démarré mi-2019 dans les montagnes d'Hatta dans l'Émirat de Dubaï pour le client DEWA (fin prévue au premier semestre 2025). Le coût total du projet est d'environ 500 millions de dollars U.S. (financé en fonds propres par DEWA) ;
- un projet d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la construction d'une centrale thermique à Al Aweer d'une puissance de 3 × 233 MWe. La réception des installations a débuté en juin 2024 et s'est achevée en décembre 2024.

Autres projets majeurs :

- aux Émirats arabes unis, le groupe EDF a pour ambition d'établir une relation à long terme avec NAWAH. Il s'agit de l'exploitant de la centrale nucléaire de Barakah et filiale d'Emirates Nuclear Energy Corporation (ENEC). En 2018, un accord-cadre de longue durée a été signé. Il prévoit qu'EDF accompagnera NAWAH dans l'exploitation et la maintenance de la centrale de Barakah, via une large gamme de prestations de services dans plusieurs domaines (dont la sûreté, la radioprotection, la gestion du cycle combustible et le suivi environnemental). Deux accords ont été signés en juin 2021 entre Framatome et NAWAH pour la fourniture de services de maintenance et de cybersécurité. En outre, Framatome accompagne ENEC pour le développement de nouvelles capacités industrielles locales afin de maintenir les unités de Baraka ;
- un autre projet majeur d'ingénierie conseil pour le client Kahramaa (eau et électricité du Qatar) est en cours de réalisation à Doha. Il porte sur la réalisation de postes électriques et de réseaux de câbles haute tension, et en particulier les postes d'évacuation de Al Kharsaa, la plus grande centrale solaire du Qatar mise en service en 2022. Plusieurs projets à haute valeur technique et stratégique incluant le développement des énergies renouvelables et l'amélioration des performances du réseau de transport ont été menés à bien avec ce client ;
- poursuivant sa dynamique de croissance dans la zone, Dalkia a acquis en juin 2022 la société US Chiller Services, majoritairement basée au Moyen-Orient (EAU, Qatar et Bahreïn) et aux États-Unis. Cette société de 330 salariés est spécialisée dans l'exploitation et la maintenance de grandes installations de production de froid. Dalkia poursuit en parallèle son développement dans l'efficacité énergétique, l'exploitation et la maintenance des groupes froids,

(1) IFC : *International Finance Corporation.*
(2) Partenariat avec le groupe Montigny.
(3) Abu Dhabi National Oil Company.
(4) Consortium constitué d'EDF Renouvelables et de Jinko Power (Chine). Les deux développeurs ont été rejoints lors du *closing* financier par les partenaires locaux Taqa et Masdar.
(5) Consortium constitué d'EDF Renouvelables et de Kowepo (Corée du Sud). Les deux développeurs ont été rejoints lors du *closing* financier par le partenaire local Masdar.

chauffage, ventilation et climatisation et systèmes électriques (solaire commercial et industriel, éclairage public) et la décarbonation dans la zone avec plusieurs projets gagnés et a récemment regroupé toutes ses équipes des Émirats arabes unis au sein d'un même bureau basé à Dubaï. Dalkia Moyen-Orient compte aujourd'hui dans la zone 450 employés répartis sur 4 pays : Émirats arabes unis, Arabie saoudite, Bahreïn et Qatar ;

- de manière générale, les ingénieries thermique et transport d'EDF qui sont présentes depuis 1995 au Moyen-Orient (d'abord aux Émirats arabes unis puis au Qatar, Bahreïn et Égypte et plus récemment en Arabie saoudite) fournissent des services d'assistance à maîtrise d'ouvrage aux compagnies locales d'électricité. Actuellement, le portefeuille de vente de services à tiers en matière d'ingénierie thermique et transport au Moyen-Orient regroupe une vingtaine de projets actifs. Les projets emblématiques sont des projets d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la construction de trois turbines à combustion (projet Aweer), pour le renforcement d'une liaison très haute tension en câble en galerie ventilée aux Émirats arabes unis, le projet de renforcement de l'interconnexion électrique entre les Émirats arabes unis et l'Arabie saoudite.

Les principaux projets situés en Arabie saoudite sont les suivants :

- EDF a signé en partenariat [1] un contrat de concession d'une durée de 25 ans avec Red Sea Global, le développeur du complexe touristique AMAALA, pour développer, concevoir, financer, fournir, installer, exploiter et entretenir des installations d'eau et électricité du projet en cours de construction le long des côtes de la mer Rouge. Ce projet *off-grid* comprend notamment une centrale solaire (250 MWc) et ses stockages d'énergie par batteries (770 MWh), des moteurs thermiques au biodiesel (40 MW), des postes électriques 33/132 kV, des lignes de transport en 132 kV (50 km), câblage souterrain, une usine de dessalement d'eau de mer alimentée à l'électricité verte ainsi qu'une station de traitement d'eau usée et recyclage en eau d'irrigation ;
- EDF Renouvelables continue de développer, en partenariat [2], un portefeuille de projets renouvelables dans le Royaume (comprenant le développement, le financement, la construction et l'exploitation). Trois projets, qui ont été remportés dans le cadre des appels d'offres organisés par le ministère de l'Énergie, sont d'ores et déjà en exploitation ou en développement : projet éolien de Dumat Al Jandal qui, avec une puissance installée de 400 MW, constitue le plus grand parc éolien du Moyen-Orient et dont l'exploitation commerciale a commencé en juillet 2022 ; projet solaire photovoltaïque de South Jeddah, d'une puissance installée de 388 MWp et dont l'exploitation commerciale a commencé en juillet 2022 ; projet solaire photovoltaïque de Al Henakiyah, d'une puissance installée de 1,2 GWp et dont les travaux sont en cours ;
- EDF a remporté fin 2023 un contrat d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour le compte de GCCIA (l'autorité d'interconnexion des pays du golf basée à Dammam en Arabie saoudite) afin de concevoir, émettre un appel d'offres EPC *(Engineering, Procurement and Construction)*, sélectionner l'EPC et suivre la construction du renforcement de l'interconnexion entre l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis (100 km de ligne aérienne et trois extensions de postes électriques 400 kV). EDF a aussi remporté en 2024 un contrat d'assistance technique avec l'institut KACARE (King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy) afin d'étudier l'impact sur le système électrique de l'intégration de centrales nucléaires en Arabie saoudite ;
- Dalkia a ouvert en Arabie saoudite début 2021 sa première société dans la zone. Elle y est très active avec un contrat de 10 ans pour exploiter la centrale de froid du nouveau quartier de Riyadh MISK City, Dalkia y a installé son DESC (Dalkia Energy Savings Center), le premier à être ouvert hors de France, et a signé plusieurs contrats d'efficacité énergétique pour un montant total de 50 millions de dollars avec Tarshid (PiF) sur des sites gouvernementaux du royaume. Le Groupe participe en ce moment à des appels d'offres avec des partenaires locaux sur des contrats de type BOOT *(Build, own, operate and transfer)* pour des centrales de froid sur les méga projets du royaume. Dalkia a d'ailleurs reçu en 2024 à Riyadh le prix de la meilleure compagnie O&M au Moyen-Orient pour les systèmes de production de froid ;
- Emerge continue son développement dans le Royaume avec un portefeuille d'opportunités de projets photovoltaïques en développement d'une centaine de MW ; 2 études de faisabilité pour de grands industriels ont été octroyées à Emerge afin de transformer celle-ci en contrat d'achat d'électricité ;
- EDF a remporté en octobre 2023, en partenariat [3], 2 projets de centrales à cycle combiné décarbonées, Taiba-2 et Qassim-2, avec une capacité combinée de 3,96 GW. La clôture financière et les travaux de construction ont débuté en 2024 ;
- un consortium constitué d'EDF, Tractebel Engineering et Artelia a été retenu fin 2023 dans le cadre d'un appel d'offres pour réaliser l'ensemble des études préalables dans le cadre de la construction d'une STEP (station de transfert d'énergie par pompage) appelée « NESTOR ». À la suite de l'attribution de ce marché au consortium, un contrat de prestation de services a été signé avec la société Neom Energy & Water Company en janvier 2024 [4].

Les principaux projets situés à Oman sont les suivants :

- en 2023, EDF Renouvelables s'est vu attribuer en partenariat [5] le projet Manah-1 dans le cadre d'un appel d'offres organisé par Nama PWP, entité publique en charge du développement des ouvrages de production eau et électricité du Sultanat. Ce projet comprend le développement, le financement, la construction et l'exploitation d'une centrale solaire photovoltaïque d'une capacité de 500 MW. Le projet, qui devrait entrer en service début 2025, constituera le premier ouvrage renouvelable d'EDF Renouvelables à Oman ;
- EDF et EDF Renouvelables se sont qualifiés dans le cadre de l'appel d'offres Hydrom pour le développement d'un projet hydrogène vert de 150 ktpa, en partenariat avec YAMNA et J-Power, dans la région de Salalah à Oman. EDF a remporté un bloc en avril 2024 en consortium [6]. Le consortium s'est vu attribuer un terrain d'une surface de 341 km^2 sur une durée de 47 ans. Pour produire un minimum de 150 ktpa/an ce projet comprend une capacité solaire de l'ordre de 3,9 GW, une capacité éolienne de 1,3 GW et une capacité d'électrolyse de 2,2 GW. Le développement a démarré en mai 2024, avec un objectif de décision d'investissement fin 2027 et un début de production à échéance 2030/2031.

Présence en Israël

Le groupe EDF est présent en Israël depuis 2010 à travers sa filiale EDF Renouvelables. À fin 2024, elle exploite 616 MWc bruts de projets photovoltaïques connectés au réseau (dont 35 MW de projets flottants, deux projets solaires de 22 MWc au total couplés à 45 MWh de batteries. Elle construit un nouveau projet photovoltaïque flottant de 13 MWc et 11 projets solaires au sol supplémentaires pour un total de 99 MWc bruts, incluant 220 MWh de stockage. La guerre en cours aux frontières du pays a conduit à un gel des projets éoliens situés dans le nord d'Israël, d'une capacité totale de 67 MW, à différents retards sur la construction des projets solaires, et à un impact mineur sur les projets en exploitation. L'activité de développement s'est poursuivie avec plusieurs succès notables, dans le domaine des toitures solaires et ombrières pour les municipalités, et surtout par l'attribution à EDF des deux plus grands appels d'offres jamais organisés dans les énergies renouvelables en Israël, avec les projets photovoltaiques d'Ashalim 3 (110 MWc) et Dimona (285 MWc). La filiale prépare le *closing* financier de ces 2 projets BOT *(Build, operate and transfer)* avec l'État d'ici la fin de l'année 2025, pour démarrage de la construction en 2026. Elle lancera au cours de 2025 la construction d'environ 25 MW de projets photovoltaïques flottants, 15 MW de toitures solaires et ombrières et 170 MWc de projets photovoltaïques au sol associés à du stockage, en moyenne et en haute tension.

(1) Consortium composé d'EDF, Masdar, Korea East-West Power (EWP) et Suez.
(2) Consortium constitué d'EDF Renouvelables, de Masdar et de Nesma Renouvelables.
(3) Consortium composé d'EDF, Al Jomaih Energy and Water Co., Ajlan & Bros Co. et Buhur for Investment Company.
(4) Voir aussi la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale de l'entreprise ».
(5) Consortium composé d'EDF Renouvelables et de Kowepo (Corée du Sud).
(6) Consortium composé d'EDF, JPOWER (offtaker Japonais) et YAMNA (nouvelle plateforme anglaise de développement de projets green H2 fondée en 2022).

1.4.6 Services énergétiques et autres activités

Dans un contexte réglementaire et sociétal qui place la lutte contre le réchauffement climatique au premier plan, et en cohérence avec sa raison d'être, le groupe EDF a l'ambition de se développer de manière significative dans les services énergétiques afin d'apporter des solutions performantes, innovantes et durables à ses clients.

Ces services répondent aux enjeux exprimés par les collectivités locales, les entreprises et les clients particuliers dans des domaines très variés : production d'énergie décentralisée, réseaux de chaleur bas carbone, hydrogène vert, éclairage intelligent, mobilité électrique, gestion intelligente des bâtiments, conseils en économie d'énergie et efficacité énergétique. La palette des solutions proposées par le Groupe est innovante et répond aux nouveaux enjeux des clients : diminution des émissions carbone et gains en performance énergétique.

1.4.6.1 Les services énergétiques

Les services proposés reposent sur l'expertise présente au sein du Groupe, en particulier à la R&D, et sont portés par plusieurs filiales et directions.

1.4.6.1.1 Dalkia

Dalkia est une filiale à 99,94 % du groupe EDF depuis juillet 2014. Acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'une forte présence commerciale en France et se développe à l'international dans quatre zones géographiques (Grande-Bretagne, États-Unis, Pologne et Moyen-Orient).

Dalkia met son expertise au service de ses clients pour développer, réaliser et gérer des systèmes d'énergies plus écologiques et plus économiques. Grâce à son expérience acquise depuis près de 80 ans en matière de gestion des réseaux de chauffage et de froid, d'optimisation des utilités industrielles, d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments ou de valorisation des énergies locales et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure pour les accompagner dans leur transition énergétique. Elles visent à réduire leurs consommations d'énergie.

Dalkia (y compris ses filiales) gère plus de 330 réseaux de chaleur et de froid et plus de 90 000 installations énergétiques en France et à l'international.

Dalkia a permis à ses clients d'éviter l'émission de 4,5 millions de tonnes de CO_2e en 2024.

Dalkia et le développement des énergies renouvelables et bas carbone

Le premier métier de Dalkia est la valorisation des énergies locales dans les réseaux de chaleur et de froid ou dans les process industriels. Dalkia utilise les sources d'énergie qui existent sur le territoire pour proposer des solutions énergétiques durables à ses clients, entreprises et collectivités :

- Dalkia met le développement des énergies renouvelables au cœur de ses priorités à travers notamment le recours aux énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) telles que la biomasse, le biogaz, la géothermie, la thalossothermie et les énergies de récupération comme la chaleur fatale, etc. ;
- Dalkia favorise la production d'énergie issue de la valorisation des déchets dans une logique d'économie circulaire, ce qui limite le recours aux énergies fossiles et contribue à l'atteinte des objectifs de décarbonation de ses clients ;
- en complément, Dalkia privilégie les solutions bas carbone non fossiles telles que des pompes à chaleur, y compris haute température pour l'industrie.

Dalkia et les économies d'énergie

Le deuxième métier de Dalkia concerne les « économies d'énergie », notamment au travers des Contrats de performance énergétique :

- Dalkia développe l'efficacité énergétique avec des bâtiments connectés qui consomment de moins en moins et réalise des travaux de rénovation énergétique afin de les rendre plus performants ;
- Dalkia optimise aussi les consommations de ses clients grâce au traitement de leurs données par les *Dalkia Energy Savings Centers*, les centres de pilotage de la performance énergétique qui allient intelligence numérique et humaine ;
- Dalkia développe des contrats de performance énergétique qui associent notamment actions d'efficacité énergétique, chaleur renouvelable, pompes à chaleur et photovoltaïque et intègrent des solutions numériques permettant de piloter des écosystèmes multi-énergies.

Principales filiales de Dalkia en France

Dalkia Froid Solutions

Dalkia Froid Solutions, filiale de plus de 1 500 salariés, détenue à 100 % par Dalkia, est un spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique. Sa vocation est de fournir à ses clients les bonnes températures en optimisant la consommation d'énergie et en préservant l'environnement grâce à la maîtrise du processus complet : conseil, conception, installation et maintenance.

Dalkia Air Solutions

Dalkia Air Solutions, filiale de plus de 120 salariés, détenue à 100 % par Dalkia, propose une offre complète d'audit, de conception, d'installation et de maintenance de centrales d'air comprimé, d'azote et d'air respirable à destination de tous les secteurs industriels. L'air comprimé est un fluide énergétique à fort contenu électrique qui présente un potentiel d'économies d'énergie.

Dalkia EN

Dalkia EN (Expertise Nucléaire), filiale détenue à 100 % par Dalkia, est dédiée à l'environnement nucléaire. L'entité compte près de 900 salariés autour de deux activités :

- la maintenance des moyens de production d'électricité de secours, des systèmes de production de froid et de ventilation des centrales nucléaires ;
- le pilotage des prestataires et de la maintenance des bâtiments des centrales nucléaires et thermiques.

Dalkia Electrotechnics Holding

Dalkia Electrotechnics Holding, filiale de plus de 1 300 salariés, détenue à 100 % par Dalkia, détient elle-même trois filiales exerçant dans le génie électrique :

- Dalkia Electrotechnics IG qui a vocation à servir essentiellement les filiales du groupe EDF sur les métiers de la HTB (haute tension B), HTA (haute tension A), des transformateurs HTA et des machines tournantes ;
- Dalkia Electrotechnics Fab qui porte les activités de fabrication et de location de postes HTA (sous enveloppe béton et sous enveloppe métallique) ;
- Dalkia Electrotechnics qui exerce les activités « services & travaux » (postes HTA, boucles HTA, distribution BT (basse tension), automatismes, mobilité électrique, moteurs, éclairage public, signalisation lumineuse tricolore, vidéo protection) à destination des clients privés et des clients publics.

CRAM

CRAM, filiale détenue à 100 % par Dalkia, est implantée principalement dans le Nord-Ouest de la France (Normandie, Picardie et Île-de-France). Elle intervient, propose et réalise des projets dans le domaine de l'exploitation-maintenance, de la gestion et de la réalisation d'installations thermiques et climatiques. L'entreprise compte plus de 750 collaborateurs et gère près de 7 600 installations.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Dalkia Polska, Dalkia Polska Solutions et Dalkia Polska Energia (Pologne)

- Dalkia Polska compte 330 employés et propose une gamme complète de services énergétiques, allant de la gestion et de l'optimisation des réseaux de chaleur et de froid à l'utilisation des ressources énergétiques locales, ainsi que les services d'efficacité énergétique des bâtiments et des installations industrielles.
- Dalkia Polska Solutions conçoit, réalise et maintient des installations techniques (ventilation, chauffage, climatisation, protection incendie, etc.) pour les bâtiments commerciaux et les sites industriels. Elle propose également des solutions innovantes pour le pilotage de la performance énergétique des bâtiments.
- Dalkia Polska Energia est une société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice en Pologne (Haute-Silésie). Elle a une expertise reconnue dans la valorisation énergétique du gaz de mine en substitution au charbon pour alimenter les réseaux de chaleur et les installations de distribution électrique.

Dalkia UK (Royaume-Uni)

Dalkia Group Limited (Royaume-Uni) est une société codétenue par Dalkia et EDF Energy, et spécialisée dans les grands travaux de génie climatique et électrique, la maintenance technique d'installations, l'intégration de systèmes d'acquisition et de contrôle de données. Dalkia Group Limited fournit ses services dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des clients publics. Dalkia Group Limited compte six entités (Dalkia Operations Holding Limited, Dalkia Engineering Holding Ltd, ESSCI Technical Facilities Management Ltd, Dalkia Energy Services Ltd, Dalkia UK Holding Ltd et ESSCI Ireland Ltd) et 4 000 collaborateurs.

Dalkia Energy Solutions (États-Unis)

- Dalkia Energy Solutions, basée dans le Massachusetts, offre aux entreprises et aux industriels une approche globale de conseil, d'assistance à la maîtrise d'ouvrage et de réalisation de travaux d'efficacité énergétique.
- Dalkia Energy US a acquis 100 % des titres de la société US Chiller Services LLC le 21 juin 2022 (1) et compte 170 salariés.
- Aegis Energy Services, basée dans le Massachusetts, est spécialiste des petites centrales de cogénération au gaz et des équipements associés qu'elle conçoit, réalise, met en service et en opère la maintenance.

Dalkia Middle East (Moyen-Orient)

- Dalkia Middle East Energy Company Limited (Arabie saoudite), société créée en 2021, est active dans le domaine des centrales et réseaux de froid, des contrats de performance énergétique et de la maintenance multitechnique.
- Dalkia Middle East (holding française) détient 100 % des titres des sociétés : Dalkia US Chiller Services (Dubaï) et Dalkia US Chiller Services WLL (Qatar). Ces sociétés sont spécialisées dans l'exploitation, la maintenance et la réalisation de travaux et de réparations sur refroidisseurs et équipements CVC (chauffage, ventilation et climatisation). Dalkia Middle East emploie 450 personnes au Moyen-Orient.

1.4.6.1.2 EDF Pulse Holding

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (DIPP) du groupe EDF a en charge 3 missions principales :

- cadrage stratégique : produire un cadrage stratégique annuel déterminant, au périmètre du groupe EDF (2), les axes d'innovation et les projets à enjeux, ainsi que leurs plans d'action associés. Ce cadrage est établi en étroite collaboration avec la R&D et les métiers du groupe EDF ;
- performance et développement : regrouper l'expertise autour d'outils et de méthodes d'innovation, en appui aux métiers du Groupe à travers les Programmes Pulse, et définir des indicateurs de valorisation de l'innovation ;
- nouveaux business : faire émerger et développer de nouveaux leviers de croissance pour le groupe EDF à travers les 3 programmes suivants :
  - le programme EDF Pulse Incubation, pour développer les projets d'intrapreneuriat,
  - le programme EDF Pulse Ventures, pour investir dans des start-up et dans des fonds dédiés à l'innovation,
  - le programme EDF Pulse Pilot, pour financer des projets industriels de type *First-of-a-Kind*, basés sur des technologies prometteuses pour le Groupe.

Les participations dans des start-up, des projets pilotes et des fonds d'investissement sont portées par le véhicule dédié EDF Pulse Holding, détenu à 100 % par EDF. Le développement du portefeuille d'EDF Pulse Holding est directement lié aux activités des programmes EDF Pulse Pilot, EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures (ces 2 derniers sont détaillés ci-après).

EDF Pulse Incubation

Le programme EDF Pulse Incubation s'appuie sur les idées et les savoir-faire des salariés du Groupe pour concevoir et développer de nouveaux business et services. Le programme d'incubation propose un accompagnement sur mesure aux salariés. Il fait appel à des experts (internes ou externes) pour tester, créer et développer des modèles d'affaires et professionnaliser les salariés intrapreneurs. Cet accompagnement bénéficie aux salariés intrapreneurs ainsi qu'au groupe EDF puisqu'il participe à sa transformation et à la montée en compétences de ses collaborateurs. Grâce à la proximité entre les équipes d'EDF Pulse Incubation et celles d'EDF Pulse Ventures, les projets incubés bénéficient d'une vision « investissement » et sont en permanence confrontés aux marchés.

Les projets intrapreneuriaux peuvent aboutir à la création d'une filiale du groupe EDF. Tel a été le cas par exemple de :

- **Oklima** qui développe des projets contribuant à la séquestration de carbone ou à la réduction d'émissions de gaz à effet de serre ;
- **Hynamics** qui développe des projets de production et de commercialisation d'hydrogène électrolytique bas carbone ;
- **Yxir** qui propose une offre de service basée sur l'intelligence artificielle permettant aux industriels de maîtriser la qualité de leurs produits et services.

EDF Pulse Ventures

Le programme EDF Pulse Ventures a pour mission d'identifier de nouvelles activités et solutions innovantes en dehors du groupe EDF. Il permet de développer le portefeuille d'investissement porté par EDF Pulse Holding dans des start-up et dans des fonds de capital-risque via des prises de participation principalement minoritaires.

L'objectif du programme est d'explorer des activités nouvelles pour le Groupe, de les dérisquer et de créer des synergies entre les start-up du portefeuille d'EDF Pulse Holding et les métiers du Groupe.

(1) Voir le communiqué de presse de Dalkia du 21 juin 2022 « Dalkia franchit une étape importante dans son développement au Moyen-Orient avec l'acquisition de U.S. Chillers Services ».
(2) Hors Enedis et RTE.

Depuis 2017, près de 540 millions d'euros ont été investis en brut au titre des programmes EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures dans 35 start-up internes ou externes et dans 21 fonds d'investissement, principalement en France, mais aussi en Europe et en Amérique du Nord.

Les nouvelles entrées au portefeuille d'EDF Pulse Holding en 2024

Chemdoc Water Technologies

Chemdoc Water Technologies est une start-up qui conçoit et assemble des systèmes conteneurisés pour la filtration, purification et déminéralisation de l'eau à partir d'eau de surface et de recyclage d'eaux usées. Par ses modules de filtration membranaire, Chemdoc Water Technologies est en mesure de fournir de l'eau de différentes qualités : déminée, ultrapure, de process et ingrédient. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up à l'occasion d'une levée de fonds de 4,5 millions d'euros.

NatureMetrics

NatureMetrics est une start-up anglaise spécialisée dans la mesure et le suivi de la biodiversité grâce à la technologie de l'ADN environnemental (eDNA). NatureMetrics mesure les traces d'ADN laissées par les organismes dans l'eau, le sol et l'air pour identifier les espèces présentes dans une zone donnée. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up à l'occasion d'une levée de fonds de 25 millions de dollars.

1.4.6.1.3 Les autres activités de services du groupe EDF

D'autres entités et filiales du groupe EDF complètent l'offre de services énergétiques. Elles interviennent sur des domaines spécifiques auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales). Elles couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le pilotage des usages, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Datanumia

Afin d'accompagner les clients dans la maîtrise de leurs consommations d'énergies et de fluides, le groupe EDF propose des solutions de monitoring et de pilotage des installations. Filiale à 100 % du groupe EDF, Datanumia développe des solutions digitales innovantes pour permettre à chacun (particuliers, entreprises et collectivités) d'optimiser sa consommation énergétique et son empreinte carbone par la valorisation de la donnée énergétique.

Datanumia est notamment spécialisée dans l'intelligence énergétique du bâtiment et des process industriels. Elle accompagne les entreprises et les collectivités dans la transition énergétique sur toute la chaîne de valeur du management énergétique. À travers ses solutions sur mesure (pilotage de la performance énergétique, audits énergétiques, accompagnement sur le décret Tertiaire…). Datanumia traite plus de 10 millions de données quotidiennement sur un périmètre de 80 000 sites. Spécialiste de l'IoT *(Internet of Things)* avec plus de 60 000 objets connectés télérelevés chaque jour, Datanumia assure le management énergétique de plus de 120 millions de mètres carrés de bâtiments.

Par ailleurs, Datanumia conçoit et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie pour les particuliers. Datanumia met ainsi à disposition ses services dans l'application « EDF et Moi » qui permet aux clients d'EDF de bénéficier d'une gamme de solutions digitales innovantes. L'objectif est de suivre et comprendre finement sa consommation énergétique (électricité et gaz) et de piloter les équipements les plus énergivores. Cette plateforme compte aujourd'hui plus de 8 millions de clients particuliers actifs. En outre, Datanumia a développé, en 2022, une solution permettant un suivi en temps réel, par les clients particuliers, de leur consommation électrique.

Sowee

Depuis le 31 octobre 2024, Sowee est désormais intégrée à EDF (et n'est donc plus une filiale). Ainsi, EDF commercialise aujourd'hui pour ses clients en offres de marché la station connectée et ses services associés sous la marque Sowee by EDF. L'option d'effacement piloté est également proposée aux clients.

La station connectée permet de piloter intelligemment, et à distance, leur chauffage sans changer d'équipement et facilite également l'accès à des services du quotidien tels que la qualité de l'air intérieur (CO_2 et humidité) et extérieur, les prévisions météo, les éphémérides, le risque de pluie…

IZIVIA

IZIVIA est une filiale à 100 % du groupe EDF. Elle est un acteur de référence sur le secteur de la mobilité électrique en France. IZIVIA propose des solutions de recharge pour véhicules électriques à destination des entreprises et des collectivités. Elle vend une infrastructure de recharge de véhicules électriques (IRVE) clé en main (conception, fourniture, exploitation, maintenance et services de recharge aux conducteurs) et investit également dans ses propres réseaux de recharge avec des partenaires financiers sur des parkings d'enseignes de grande distribution et de restauration ou sur la voirie publique.

IZIVIA est un leader de la recharge ouverte au public et en entreprises en France : l'entreprise exploite et supervise 28 000 points de recharge avec une des meilleures qualités de service du marché.

IZI confort

IZI confort est une filiale à 100 % du groupe EDF. Elle assure l'installation, l'entretien et le dépannage des appareils individuels de chauffage, de climatisation et de ventilation : pompes à chaleur, chaudières gaz/fioul, climatiseurs, ballons thermodynamiques, VMC…

Avec près de 1 200 collaborateurs présents partout en France, IZI confort réalise plus de 800 000 interventions par an. Elle répond aux besoins des particuliers, des clients collectifs privés comme publics, et des professionnels.

IZI confort s'appuie sur ses 75 agences de proximité et ses canaux digitaux pour servir et développer sa clientèle. Elle poursuit et amplifie son développement dans la vente et la maintenance de pompes à chaleur afin d'accompagner ses clients dans leur décarbonation, en cohérence avec la raison d'être d'EDF.

IZI by EDF

IZI by EDF est la marque d'EDF spécialisée dans l'offre de services aux particuliers et petits professionnels, clients ou non d'EDF, dans les domaines du chauffage bas carbone, de la rénovation énergétique des logements, et de la recharge à domicile de véhicules électriques.

IZI by EDF déploie une offre complète pour la maison durable et la mobilité électrique :

- une position de leader sur la vente et l'installation de pompe à chaleur air-eau ;
- le développement d'une gamme d'offres complète pour la rénovation énergétique des logements, avec le remplacement des ouvrants, l'isolation des combles et planchers, la ventilation et l'isolation thermique des murs par l'extérieur, grâce à l'acquisition du groupe « Les ECO-isolateurs » fin 2022 ;
- une position de leader sur l'installation des bornes de recharge à domicile en maison individuelle, et une offre complète pour le déploiement des bornes de recharge en copropriété.

En 2024, IZI by EDF a poursuivi sa croissance sur les offres de mobilité électrique en maison individuelle comme en copropriété, ainsi que sur sa nouvelle offre de rénovation énergétique d'ampleur multi-lots.

L'activité « pompe à chaleur » et l'activité Isolation des murs par l'extérieur ont subi une baisse dans un contexte d'effondrement du marché de la pompe à chaleur, et de refonte des aides au 1er janvier 2024 qui a supprimé les aides à l'isolation mono-lot.

La simplification de la réforme intervenue au 15 mai 2024 a permis, en réintroduisant les aides au mono-lot, de progressivement relancer la dynamique sur l'isolation thermique des murs par l'extérieur. Le marché de la pompe à chaleur, quant à lui, montre des signaux de légère reprise depuis septembre 2024.

Avec IZI by EDF, EDF s'engage en tant que contractant général et ensemblier auprès des clients. Il est responsable et garant de la réussite des prestations. Il apporte ainsi des engagements forts de qualité d'exécution et de relation client, en s'appuyant sur des sous-traitants rigoureusement sélectionnés et qualifiés, il gère les aides et les déduit du devis, y compris en rénovation énergétique d'ampleur. IZI by EDF propose également des solutions de financement optimisées pour le reste à charge, avec son partenaire Domofinance.

EDF solutions solaires

EDF solutions solaires (anciennement EDF ENR) est une filiale à 100 % du groupe EDF créée en 2007. Elle développe des solutions photovoltaïques décentralisées pour les entreprises et les particuliers alliant production, pilotage et stockage de l'électricité solaire. EDF solutions solaires est leader de son marché, avec une part de marché de 15 % et plus de 100 000 installations réalisées chez les particuliers et, de près de 10 %, sur le marché des professionnels et des collectivités locales grâce à des solutions techniques et financières exclusives ainsi qu'aux synergies avec les différentes entités du pôle Clients Services & Territoires.

Afin d'assurer une proximité avec ses clients, les équipes techniques et commerciales sont réparties sur l'ensemble du territoire avec des implantations dans chacune des régions métropolitaines ainsi que dans tous les départements et régions d'outre-mer au travers de sa filiale Sunzil. EDF solutions solaires emploie aujourd'hui près de 1 300 collaborateurs dont 200 en Outre-mer.

Local Energy Management (gestion locale de l'énergie)

En 2019, le groupe EDF a créé l'entité Local Energy Management (LEM) pour accélérer le développement d'offres innovantes en lien avec la gestion décentralisée de l'énergie. LEM anime des sociétés développées en intrapreneuriat ou en croissance externe (Agregio Solutions, Dreev et e2m). Ses activités recouvrent :

- l'agrégation, la gestion et la valorisation des flexibilités locales, tant à l'amont (production intermittente issue de parcs éoliens ou solaires, actifs flexibles de stockage ou de production) qu'à l'aval (capacités d'effacement des consommateurs) ;
- la commercialisation de la production d'énergie renouvelable, à travers de nouveaux modèles de fourniture tels que les *Power Purchase Agreements* (approvisionnement en EnR auprès d'un producteur renouvelable), ou directement sur les marchés de gros en s'appuyant sur la *Virtual Power Plant* ;
- les solutions de *smart charging* pour la mobilité électrique ;
- les solutions logicielles pour l'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux via la prévision et le stockage d'énergie ;
- la fourniture d'une infrastructure de stockage clé en main (la Stormate) et de leur *Energy Management System* (EMS).

Agregio Solutions

La filiale Agregio Solutions, issue de la fusion entre Agregio et EDF Store&Forecast et détenue à 100 % par EDF, est un agrégateur qui s'adresse à trois types de clients :

- les producteurs d'électricité renouvelable (éolien, solaire…) à qui Agregio Solutions propose des offres sur mesure. L'objectif est d'optimiser et de vendre/livrer leur production, garanties de capacités et garanties d'origine, sur les marchés de l'électricité ou à des consommateurs, en sécurisant leurs revenus ;
- les clients consommateurs d'électricité (industriels, entreprises…) : Agregio Solutions s'adresse aux consommateurs qui sont prêts à effacer ou moduler leur consommation contre rémunération, en fonction des besoins du système électrique ;
- les gestionnaires d'actifs de stockage : Agregio Solutions propose la fourniture d'infrastructures de stockage centralisée et intervient sur l'optimisation des systèmes de stockage sur les marchés de l'énergie.

Energy2market (e2m)

Energy2market (e2m) est un agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales. Il gère et exploite en Allemagne plus de 4 700 sites connectés et décentralisés de production d'énergie et de flexibilités (parcs éoliens, fermes solaires, cogénérations, biomasse, batteries de stockage…) représentant une puissance installée de plus de 4 GW.

À fin 2024, le groupe EDF se positionne parmi les leaders européens sur ces nouveaux marchés avec plus de 10 GW d'actifs décentralisés en portefeuille.

1.4.6.2 Activités gazières

La stratégie gazière du groupe EDF vise à assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de plus de 6,6 millions de clients [1], de ses centrales de cogénération et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur le marché du gaz naturel en France. Il est aussi présent en Europe, principalement au travers d'Edison, d'EDF Energy et de Luminus. Depuis août 2017, Edison est devenue la plateforme gazière du Groupe via un contrat de services pour la gestion des actifs du Groupe [2].

EDF s'appuie également sur EDF Trading pour ses opérations à court terme relatives aux interventions sur les marchés de gros dans l'Union européenne, aux États-Unis et au Royaume-Uni.

L'optimisation des flexibilités du portefeuille d'actifs GNL d'EDF est gérée par JERA Global Markets, joint-venture entre EDF Trading Limited (33,33 %) et JERA Trading International Pte (66,67 %).

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2024, les portefeuilles aval de clients s'établissent ainsi :

- France (EDF et Électricité de Strasbourg) : environ 2,6 millions de clients (des particuliers aux grands comptes) pour un volume vendu d'environ 51,5 TWh ;
- Italie (Edison) : environ 1,1 million de clients, pour un volume vendu d'environ 68,6 TWh ;
- Royaume-Uni (EDF Energy [3]) : environ 2,2 millions de clients, pour un volume vendu d'environ 32,3 TWh ;
- Belgique (Luminus) : environ 0,7 million de clients, pour un volume vendu d'environ 13,5 TWh.

(1) Les clients sont décomptés fin 2024 en nombre de sites de livraison.
(2) Voir la section 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison ».
(3) Hors Irlande du Nord.

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

Sources d'approvisionnement

En Europe, l'approvisionnement en gaz et GNL (gaz naturel liquéfié) du Groupe est réalisé :

- sur les marchés de gros gaziers à court et moyen terme ; et
- au travers d'un portefeuille diversifié de contrats long terme en provenance du Qatar, des États-Unis, de la mer du Nord, d'Afrique du Nord et de l'Azerbaïdjan.

Aux États-Unis, l'essentiel de l'approvisionnement provient des marchés de gros gaziers et est exporté sous forme de GNL via des contrats long terme de liquéfaction et de transport. Dans le reste du monde, des contrats spécifiques ont été conclus pour assurer la fourniture des centrales gaz du Groupe et la consommation des clients finaux.

Dans le but de maintenir sa part du marché, le Groupe optimise et diversifie son portefeuille d'approvisionnement en gaz à moyen et à long terme. EDF a notamment souscrit des contrats GNL à moyen et à long terme, principalement pour diversifier l'approvisionnement en gaz, accroître la flexibilité des livraisons et optimiser la capacité de regazéification dont il dispose dans le terminal méthanier de Dunkerque.

En mai 2023, Edison a engagé une procédure d'arbitrage contre Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA – London Court of International Arbitration) en raison du défaut de livraison de GNL en provenance des États-Unis.

Infrastructures

Gazoducs et terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

Outre des droits de capacité de transport variés sur le réseau européen, le groupe EDF participe, à travers sa filiale Edison, à des projets d'infrastructures d'importation de gaz [1].

Afin de servir la stratégie gaz du Groupe, EDF est le principal *shipper* utilisant à long terme le terminal méthanier de Dunkerque.

Par l'intermédiaire d'Edison, EDF a accès à 80 % de la capacité de regazéification du terminal *offshore* de Rovigo, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an qu'il utilise pour importer du GNL du Qatar.

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans le terminal de Zeebrugge (Belgique) et sur le site de Piombino (Italie).

GNL à petite échelle

Edison a mis en place la première chaîne intégrée d'approvisionnement en GNL à petite échelle en Italie, dans le but de fournir du GNL aux secteurs des transports terrestres et maritimes lourds [1], et de contribuer à réduire les émissions de CO_2 de ces segments difficiles à décarboner. Edison a achevé la construction d'un premier dépôt côtier à Ravenna dont l'activité de commercialisation a débuté en 2021 et qui dispose d'une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an (Edison a un droit d'utilisation de 85 %). L'approvisionnement en GNL du dépôt est assuré par un petit méthanier dédié (*small scale*). Edison étudie également la possibilité de construire un second centre de stockage dans le sud de l'Italie (Brindisi).

Stockage

En Allemagne, le groupe EDF détient un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. EDF dispose d'un volume utile d'environ 180 millions de mètres cubes. Les installations de surface sont exploitées en joint-venture (50/50) avec EnBW.

Concernant les activités de stockage du Groupe en Italie et au Royaume-Uni, voir respectivement les sections 1.4.5.2.3.5 « Activités régulées – Stockage de gaz » et 1.4.5.1.2.3 « La production thermique et stockage gaz ».

En 2024, Edison a signé un accord avec SNAM pour la vente de l'intégralité d'Edison Stoccaggio.

Le Groupe dispose par ailleurs de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

1.4.6.3 L'activité Hydrogène d'EDF

Le groupe EDF est présent sur le marché de l'hydrogène et ses dérivés et a pour ambition de devenir à l'horizon 2035 un leader mondial des fournisseurs d'électricité (renouvelable, nucléaire ou de réseau bas carbone) [2] pour les projets d'hydrogène électrolytique et *e-fuels* bas carbone ainsi qu'un leader européen des producteurs d'hydrogène électrolytique bas carbone.

La production d'hydrogène bas carbone au service de la décarbonation des secteurs de l'industrie et du transport

Le développement d'une activité hydrogène qui vise à accompagner la décarbonation des usages dans l'industrie et le transport s'inscrit dans la stratégie du Groupe. En complément de l'électrification directe, le développement de l'hydrogène bas carbone jouera en effet un rôle essentiel pour atteindre la neutralité carbone, notamment pour décarboner en profondeur les process industriels tels que la chimie (production d'ammoniac et de méthanol), le raffinage et la sidérurgie.

L'hydrogène bas carbone produit à partir d'électrolyse de l'eau a également un rôle majeur à jouer pour décarboner la mobilité lourde. Dès aujourd'hui, il peut contribuer à décarboner des écosystèmes territoriaux (bus, bennes à ordure, camions et trains dans les zones non électrifiées…). À l'avenir, les dérivés de l'hydrogène (e-carburants) permettront de décarboner les transports aérien et maritime.

Le groupe EDF dispose de solides atouts pour se positionner largement dans la chaîne de valeur de l'hydrogène

- **L'expertise**

EDF peut s'appuyer sur son expertise dans l'hydrogène électrolytique, développée de longue date à la R&D d'EDF dans le cadre de sa politique d'innovation. Les premiers travaux de la R&D ont en effet été engagés dès les années 1970. De plus, l'hydrogène électrolytique est, depuis 2003, au cœur de l'expertise développée par EIFER [3] ainsi que sur la plateforme de test des électrolyseurs mise en service depuis 2020 sur le site d'EDF R&D, EDF Lab Les Renardières.

En 2018, EDF a pris une participation dans le fabricant français d'électrolyseurs McPhy afin de renforcer l'expertise industrielle du Groupe.

En 2019, EDF a créé Hynamics. Cette filiale, détenue à 100 %, commercialise des solutions de décarbonation par de l'hydrogène pour les segments de l'industrie et du transport lourd. Forte de son modèle investisseur et exploitant/mainteneur, elle offre des solutions clé en main sur le territoire français et, plus généralement, en Europe.

En 2021, EDF a pris une participation dans le fonds d'investissement dédié à l'hydrogène Hy24.

- **Le positionnement dans la chaîne de valeur**

EDF se positionne en tant qu'investisseur, concepteur et opérateur d'usine à hydrogène électrique optimisée.

À l'amont, le groupe EDF peut s'appuyer sur son parc de production d'électricité bas carbone (parc nucléaire et renouvelable avec des actifs dans plus d'une vingtaine de pays), ses expertises d'ingénierie contractuelle et de management d'énergie, sa capacité à construire des projets intégrés, en optimisant par exemple le couplage entre production d'hydrogène et production d'électricité renouvelable dans les zones les plus favorables.

(1) Voir la section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz ».

(2) L'hydrogène est à ce jour fabriqué à plus de 95 % à partir d'énergies fossiles, ce qui génère du CO_2, d'où son appellation hydrogène « gris ». L'hydrogène (H_2) peut être créé soit à partir de méthane par vaporéformage, soit en scindant une molécule d'eau (H_2O) par électrolyse, c'est-à-dire avec un courant électrique. L'hydrogène est considéré soit comme « vert » lorsque l'électrolyse est générée par de l'électricité renouvelable, soit comme bas carbone, lorsqu'il est produit à partir d'électricité nucléaire. Par conséquent, l'hydrogène « vert » ou bas carbone présente une solution intéressante afin de décarboner les secteurs où l'électrification directe n'est pas possible. C'est le cas des industries du raffinage, de la chimie ou encore du transport lourd.

(3) EIFER est le centre de recherche commun d'EDF et du « Karlsruher Institut für Technologie » (KIT) en Allemagne.

Concernant la production d'hydrogène, le Groupe dispose déjà d'une expertise et d'une expérience opérationnelle grâce aux premiers projets développés et mis en service par Hynamics.

Sur les segments des dérivés/e-fuels [1], EDF se positionne en co-investisseur dans des consortiums de projets d'e-fuels mais ne prend pas de responsabilité opérationnelle directe dans la fabrication des dérivés et n'apporte pas d'expertise particulière dans ce domaine. EDF pourra également s'appuyer sur l'expertise des ingénieries du Groupe dans l'intégration de grands projets industriels et sur son expérience en termes de gestion de la sécurité industrielle et de développement de projets dans le respect de ses engagements RSE.

Le Groupe développe d'ores et déjà des projets et dispose d'un *pipeline* significatif de plusieurs dizaines de projets d'hydrogène électrolytique.

Projets hydrogène en France

Les projets pour l'industrie et la production de molécules de synthèse

En partenariat avec le groupe cimentier Holcim, l'IFP Énergies Nouvelles et Axens, le projet Take Kair vise à créer la première filière de production de kérosène de synthèse décarboné en France à partir de CO_2 biogénique capté et combiné avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, et dont la concertation publique préalable a été lancée en décembre 2024.

Deux autres projets d'Hynamics ont été sélectionnés dans le cadre du PIIEC hydrogène [2] et prénotifiés auprès de la Commission européenne. Il s'agit d'un projet avec le fabricant d'engrais LAT Nitrogen et d'un projet avec Domo Chemicals, deux des plus gros sites consommateurs d'hydrogène carboné de France situés respectivement sur la plateforme chimique de Ottmarsheim-Chalampé et au cœur de la vallée de la chimie lyonnaise.

Les projets de mobilité

Hynamics a été lauréate des appels à projet de l'ADEME mobilité [3] pour l'alimentation des bus de l'Agglomération de l'Auxerrois et du Grand Belfort.

Ainsi, à Auxerre, Hynamics et Transdev ont inauguré l'un des plus grands sites de production et de distribution d'hydrogène renouvelable en France. D'une capacité de 1 MW, la station AuxHYGen peut produire jusqu'à 400 kg d'hydrogène vert par jour par électrolyse de l'eau, permettant d'éviter l'émission de 2 200 tonnes de CO_2 chaque année. À horizon 2026, l'installation permettra d'alimenter les TER hydrogène de SNCF Voyageurs qui seront déployés en région Bourgogne-Franche-Comté. La station de production et de distribution du Grand Belfort de 1 MW a également été inaugurée début 2024.

Le 13 septembre 2022, le projet Mob'HyZEE a figuré parmi les lauréats du programme de financement « *Connecting Europe Facility Transport* » de la Commission européenne. Le projet de stations hydrogène, porté par Hynamics, sera subventionné à hauteur de 10,2 millions d'euros pour un investissement total de près de 40 millions d'euros. Il permettra de renforcer le développement d'infrastructures de distribution d'hydrogène bas carbone en France sur un axe nord-sud, grâce à une station située à Dunkerque, deux stations en région parisienne et une station à Cannes qui seront mises en service d'ici fin 2025.

Projets hydrogène en Allemagne

Le projet Hyscale100 de production de carburants de synthèse a été prénotifié en 2022 par l'État allemand à la Commission européenne dans le cadre de l'appel à projets PIIEC H2. Il prévoit le déploiement de plusieurs centaines de MW d'électrolyse d'ici 2030 pour répondre aux besoins en hydrogène bas carbone de l'industrie allemande.

Projets hydrogène au Royaume-Uni

EDF Renewables UK et Hynamics ont annoncé en 2022 leur intention d'investir de manière significative dans l'opération de Teesside. Ils soutiennent ainsi les ambitions des gouvernements locaux et nationaux pour régénérer la vallée de la Tees en investissant dans la décarbonation. « Tees Green Hydrogen » est un projet pionnier qui fournira aux usages industriels locaux de l'hydrogène pour soutenir les efforts de décarbonation. « Tees Green Hydrogen » est ainsi lauréat de l'Hydrogen Production Business Model lancé par l'État britannique dans le cadre de son Net Zero Hydrogen Fund. Dans sa phase initiale, l'électrolyseur aura une taille de 7,5 MW, mais il est conçu pour pouvoir évoluer jusqu'à 300 MW d'ici 2030. En attente également de l'attribution de subventions nationales, Hynamics UK et l'énergéticien irlandais ESB ont signé en octobre 2024 un accord pour le développement d'un électrolyseur pour la décarbonation de l'industrie sur le port de Barry, au Pays de Galles.

Projets hydrogène en Italie

Plusieurs projets de production d'hydrogène électrolytique sont en cours de développement par Edison en Italie (voir la section 1.4.5.2 « Italie »).

Projets hydrogène hors Europe

Avec une implication forte d'EDF Renouvelables et de la Direction Internationale, le Groupe avance également sur des projets hors Europe, combinant énergies renouvelables et production d'hydrogène à l'international, notamment en Amérique du Nord, du Sud et au Moyen-Orient, tant pour les exports vers l'Asie, l'Europe et/ou que pour leurs marchés locaux. Ces zones géographiques présentent un potentiel important de développement avec des conditions particulièrement favorables pour les énergies renouvelables.

1.4.6.4 Optimisation et *trading* : EDF Trading

Interface du groupe EDF avec les marchés de gros de l'énergie, EDF Trading (EDFT) propose des services d'optimisation et de gestion des risques au Groupe ainsi qu'à des tiers. La société intervient en Europe, en Amérique du Nord et en Asie, sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du GPL (gaz de pétrole liquéfié). EDFT propose également des produits financiers pétroliers et environnementaux aux contreparties et aux clients. EDF Trading est présent sur les marchés du GNL (gaz naturel liquéfié), du charbon et du fret associé par l'intermédiaire de JERA Global Markets en partenariat avec le japonais JERA.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La société emploie environ 800 salariés dans le monde. Ses activités sont soumises à l'Autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la Financial Conduct Authority.

Par ailleurs, EDF Trading fournit une gamme complète de services liés aux marchés de gros à la Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading* (voir la section 1.4.3 « Activités d'optimisation en France ») et à la Direction Commerce en France. Il propose également l'accès aux marchés à d'autres entités du groupe EDF.

Le marché européen de l'électricité

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros de l'électricité en Europe avec un volume d'échanges de 1 215 TWh chaque année. La société fournit une gamme complète de services de gestion des risques aux exploitants d'actifs du groupe EDF en Europe ainsi qu'à des tiers. Son rayonnement géographique et son volume d'activité lui permettent de s'adapter rapidement aux évolutions du marché, de développer de nouvelles activités et de tirer parti des opportunités de marché le cas échéant.

Le marché japonais de l'énergie

EDF Trading a commencé le trading physique de l'électricité japonaise en 2023, après avoir ouvert un bureau à Tokyo. Il prévoit de continuer à développer le *trading* physique et financier en suivant les évolutions du marché japonais de l'électricité.

(1) Des carburants de synthèse (également dénommés e-carburants ou e-fuels) comme l'e-méthanol, l'e-ammoniac ou l'e-kérosène peuvent être produits à partir d'hydrogène ; leur utilisation est de plus en plus largement envisagée pour contribuer à décarboner les transports maritime et aérien.
(2) PIIEC : Projets importants d'intérêt européen commun.
(3) ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

Le marché européen du gaz

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe avec un volume d'échanges d'environ 958 milliards de mètres cubes par an [1]. La société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment les capacités de transit, les contrats de fourniture de long terme ainsi que les capacités de regazéification et de stockage. EDF Trading est donc en mesure de fournir au groupe EDF, et aux tiers, des solutions complètes sur le marché de gros du gaz.

Les marchés de gros nord-américains

Leader sur les marchés de gros de l'énergie en Amérique du Nord où il bénéficie d'une présence géographique étendue, EDF Trading North America propose des solutions aux contreparties et aux clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique nord-américaine. Il offre des solutions de gestion de l'énergie, l'approvisionnement en gaz naturel et des services de dispatch en temps réel pour les producteurs d'électricité aux États-Unis. EDF Trading North America est l'un des principaux fournisseurs de services d'optimisation et d'accès aux marchés aux centrales aux États-Unis avec un portefeuille de contrats correspondant à 28 GW pour plus de 120 centrales détenues par des producteurs d'électricité tiers [1]. Pour les agrégateurs d'énergie de détail, la société fournit des services d'approvisionnement sur le marché de gros ainsi que des services d'interface avec les ISO (*Independent System Operators)* dans différents États nord-américains.

Les produits environnementaux

EDF Trading est engagé sur le marché des produits environnementaux. En cohérence avec la raison d'être d'EDF, il propose une large gamme de produits de couverture multi-commodité répondant aux objectifs de décarbonation du groupe EDF et de tiers dans le monde. EDF Trading intervient sur les marchés du carbone (marché européen réglementé et marché volontaire), des garanties de certificats d'origine en Europe, des certificats d'énergie renouvelable aux États-Unis et des certificats internationaux d'énergie renouvelable dans le reste du monde. Il est par ailleurs un fournisseur reconnu de produits de gestion des risques sur le marché européen de la météorologie et est également présent sur le marché des combustibles verts négociés.

Les marchés internationaux

EDF Trading intervient sur le marché de gros mondial du GNL par l'intermédiaire de son partenariat avec JERA, la société japonaise de services publics. EDF Trading détient une participation de 33 % dans JERA Global Markets, l'un des principaux négociants d'énergie par voie maritime.

1.4.6.5 Autres participations

EDF Trading Logistics

EDF Trading Logistics assure le rôle d'agent du groupe EDF pour les achats de fioul et biomasse solide et liquide. Il organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul, biomasse solide et liquide et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du Groupe en France métropolitaine continentale, en Corse et Outre-mer, en étroite collaboration avec la DOAAT, EDF PEI et SEI [2]. Il contrôle les terminaux charbonniers des ports du Havre et de Montoir-de-Bretagne. Il a géré en 2024, la livraison de près de 917 000 tonnes de fioul et 273 000 tonnes de biomasse liquide.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise au Groupe pour ce qui concerne la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses) qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001 renouvelée le 4 novembre 2022 avec un audit de suivi le 3 octobre 2024. Il intervient également dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

1.5 Recherche et développement (R&D), brevets et licences

Les activités de R&D du groupe EDF sont portées par la Direction Recherche et Développement d'EDF (EDF R&D) ainsi que par certaines filiales. Ces activités sont complémentaires et s'inscrivent dans la raison d'être du Groupe et les orientations stratégiques du projet d'entreprise « Ambitions 2035 ». Un dispositif de coordination des activités (« Charte R&D ») a été établi au niveau du Groupe.

La R&D du groupe EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre métiers. Les compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes.

La R&D d'EDF compte 1 842 collaborateurs en France auxquels s'ajoutent 140 thésards et 91 alternants de 49 nationalités différentes. Elle emploie également 266 salariés à l'international à travers des contrats locaux et 16 expatriés.

EDF R&D est organisée autour de plusieurs sites situés en France et à l'international, principalement en Allemagne, au Royaume-Uni, en Italie, aux États-Unis, en Chine et à Singapour. Le centre d'implantation principal est situé à Palaiseau, sur le campus Marcel Boiteux de Paris-Saclay.

La R&D du groupe EDF a pour mission principale d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe en apportant son expertise de haut niveau, ses capacités d'expérimentation et de simulation performantes. Elle contribue également à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

Ces axes de recherche s'articulent autour de cinq axes stratégiques dont les quatre premiers sont ceux du projet d'entreprise « Ambition 2035 » :

- accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone ;
- produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables ;
- développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique ;
- accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique ;
- accélérer la transformation digitale.

En 2024, le budget total du groupe EDF en R&D s'est élevé à 752 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 533 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre, principalement Framatome, Enedis, EDF Energy et Arabelle Solutions. Il s'agit de l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens mondiaux. En France, l'intégralité des budgets d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

1.5.1 Programmes de la R&D

La R&D du groupe EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle recherche des solutions technologiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel leader mondial des systèmes électriques décarbonés.

Les travaux de recherche sur les réseaux pour le compte d'Enedis sont réalisés dans le cadre d'un contrat de prestations de services. Il fixe les obligations permettant de garantir la protection des informations commercialement sensibles et le respect du principe d'indépendance de gestion du distributeur. Enedis mène, par ailleurs, un programme propre de R&D, indépendamment d'EDF.

(1) Données 2023.
(2) Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading*, EDF Production Électrique Insulaire, Systèmes Énergétiques Insulaires.

1.5.1.1 Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone

L'objectif d'atteinte de la neutralité carbone à horizon de 2050 et la crise énergétique de 2022, liée au conflit ukrainien, ont conduit à renforcer les travaux en faveur de l'électrification des usages des clients et de l'utilisation optimale des gisements de flexibilité.

La R&D d'EDF appuie et accompagne les entités en charge des clients particuliers, entreprises, industries et collectivités locales pour :

- contribuer à l'électrification des usages et développer des services d'efficacité énergétique pour l'industrie, le tertiaire, les collectivités locales et le résidentiel ;
- développer des services de mobilité électrique, batteries, hydrogène et *e-fuels* ;
- anticiper les impacts de l'intégration massive de nouvelles technologies (nouveaux usages, moyens de production décentralisés) sur les systèmes électriques ;
- accompagner les évolutions des métiers du Groupe face aux transformations du secteur électrique et de l'organisation des marchés.

1.5.1.2 Produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables

Dans le domaine de la production centralisée, nucléaire, hydraulique, autres renouvelables (éolien, éolien en mer, photovoltaïque…) et thermique, la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour :

- améliorer la sûreté des moyens de production ;
- optimiser leur durée de fonctionnement ;
- accroître leurs performances de production et environnementale.

1.5.1.2.1 Conforter et pérenniser la production nucléaire à très basse empreinte carbone

EDF

La R&D travaille à protéger le patrimoine industriel d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations. Elle vise à développer leurs performances et à étendre leur durée de fonctionnement au-delà de 60 ans.

Pour soutenir ces programmes, la R&D développe des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux. Elle conçoit également les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication.

La R&D poursuit le développement de démarches numériques en privilégiant une collaboration partenariale forte avec les autres acteurs de la filière nucléaire.

En complément, la R&D d'EDF développe des codes de calcul nucléaire, mécanique, hydraulique et thermo-hydraulique à haute valeur ajoutée.

Framatome

La R&D de Framatome vise à maîtriser les technologies les plus avancées de manière à atteindre les standards les plus élevés de sûreté et de performance pour ses activités de concepteur et de fournisseur de chaudières nucléaires, d'équipements et de services nucléaires, ainsi que de combustibles.

Cette R&D est principalement réalisée au sein des équipes de développement et des centres techniques de Framatome en collaboration avec la R&D d'EDF. Des collaborations à l'international sont également actives.

1.5.1.2.2 Appui au développement des énergies renouvelables bas carbone, stockage et hydrogène bas carbone

L'appui au développement des énergies renouvelables bas carbone en France et à l'international constitue un axe fort de recherche pour la R&D d'EDF. S'agissant des énergies renouvelables, du stockage et de l'hydrogène bas carbone et ses dérivés, les travaux ont pour objectif :

- d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs ;
- de contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique, industriel et les start-up.

Les énergies renouvelables bas carbone, les technologies de l'hydrogène bas carbone et les solutions de stockage étudiées par EDF sont multiples. Il s'agit notamment de l'hydraulique, du photovoltaïque, de l'éolien terrestre et en mer, de la biomasse, des batteries électrochimiques, de la chaleur renouvelable, etc.

Dans le domaine de l'éolien en mer, la R&D développe des outils de modélisation spécifiques pour le dimensionnement hydrodynamique et mécanique des éoliennes en mer posées et flottantes.

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables, de stockage et de systèmes de production d'hydrogène par électrolyse alimentés par de l'électricité bas carbone du groupe EDF.

1.5.1.2.3 Performance environnementale des ouvrages

Le changement climatique, la baisse marquée de la biodiversité et les ressources limitées de la planète nécessitent de développer un mix énergétique bas carbone. Les actions de la R&D d'EDF ont pour objectif de :

- contribuer à établir les modalités de mise en œuvre des évolutions de la réglementation ;
- justifier que les installations de production d'EDF sont au niveau des meilleures techniques disponibles (MTD) à un coût économiquement acceptable et valoriser ces MTD dans les nouveaux projets ;
- connaître et maîtriser les impacts d'EDF sur les milieux aquatiques et terrestres ;
- savoir anticiper et s'adapter aux impacts du changement climatique, par exemple prévoir l'évolution de la disponibilité et de la qualité de la ressource en eau dans les territoires et évaluer la robustesse des sources froides des centrales au regard de ces évolutions ;
- contribuer à valoriser les actions positives d'EDF auprès des parties prenantes, y compris dans les territoires.

1.5.1.3 Développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique

La transition énergétique vers une économie décarbonée en Europe repose sur une forte intégration d'énergies renouvelables bas carbone variables et décentralisées, en particulier sur le réseau de distribution. Cette intégration nécessite le développement de systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids*, afin d'être en capacité de gérer un système électrique plus décentralisé, avec un nombre d'acteurs beaucoup plus importants. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires. Cela implique de relever de nouveaux défis tels que :

- développer les réseaux de transport et d'interconnexion à la maille européenne et renforcer le couplage des marchés de gros européens pour optimiser les flux d'électricité ;
- gérer la variabilité des sources de production issues d'énergies renouvelables bas carbone et repousser leurs limites d'insertion dans les systèmes électriques, notamment les réseaux des territoires isolés, tant en matière de gestion des flux d'énergie locaux que de stabilité du réseau ;

- intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant le mix de production et les besoins en réseaux et en explorant les leviers de flexibilité et leur structuration ;
- optimiser les systèmes énergétiques décentralisés (demande active, production et stockage décentralisés, etc.) en les intégrant dans les systèmes énergétiques à plus grande échelle et en toute sécurité ;
- adapter le pilotage des systèmes électriques pour faire face à une diminution de leur inertie dans un contexte de recours croissant à l'électronique de puissance pour le raccordement des usages et des nouvelles sources de production.

Ces travaux nécessitent de travailler à la fois sur les matériels du réseau de transport et de distribution, les moyens de production et de stockage, leurs fonctionnalités et protocoles de communication, sur les matériels et modalités de pilotage, sur l'économie des usages et des services électriques et les marchés associés.

1.5.1.4 Accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique

Le développement des énergies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque) et des usages de l'électricité (véhicules électriques, pompes à chaleur, H_2...) dans les systèmes électriques modifie la gestion de l'équilibre entre la production et la consommation des systèmes électriques. Sachant que la production et la consommation doivent être équilibrés à chaque instant, il est nécessaire de disposer de leviers de flexibilité à la hausse et à la baisse du côté de la production et de la consommation pour faire face aux variations des injections et soutirages qu'elles soient prévisibles ou incertaines.

Dans ce contexte, les travaux de la R&D ont pour objectif de :

- développer les modèles de prévision de production ENR et de demande à différents horizons de temps ;
- anticiper les besoins de flexibilité des systèmes électriques dans le futur en développant les modélisations de systèmes électriques décarbonés intégrant une représentation fine des contraintes techniques sur la production, la consommation et les réseaux ainsi que l'impact des aléas météo-climatiques sur la gestion du système électrique ;
- développer les leviers de flexibilité sur les moyens de production existants, les solutions de stockage d'énergie et les systèmes de pilotage adaptés ;
- développer les flexibilités des usages (*smart charging*...). et définir notamment l'algorithmie nécessaire au pilotage de cette flexibilité ;
- développer les outils de gestion prévisionnelle de l'équilibre offre-demande et d'optimisation au plus proche du temps réel des flexibilités sur les marchés en support des entités en charge de l'optimisation et du *trading* ;
- identifier les modèles d'affaires liés à la valorisation de la flexibilité et élaborer les offres tarifaires associées.

1.5.1.5 Accélérer la transformation digitale

La transition digitale impacte l'ensemble du système électrique. Elle est un levier essentiel des transitions électrique et climatique décrites précédemment. Les recherches en technologies de l'information s'attachent à :

- comprendre et anticiper les impacts pour les métiers du Groupe et les ruptures possibles provoquées par des technologies en plein essor comme l'intelligence artificielle (IA), l'informatique quantique, l'Internet des objets (IoT), les réseaux mobiles dont la 5G et les satellites, la cybersécurité des systèmes industriels, les *blockchains*, la réalité virtuelle, etc. ;
- maintenir et développer un écosystème transverse de calcul scientifique de haute performance au service des études conduites par EDF R&D et les ingénieries.

1.5.1.6 Les partenariats scientifiques d'EDF R&D et l'international

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D noue de nombreux partenariats scientifiques tant en France qu'à l'international. Les objectifs sont d'accéder au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux du groupe EDF, de compléter ses champs de compétences internes et d'orienter la recherche académique sur des travaux de R&D à enjeux pour le groupe EDF.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes tant au niveau national qu'international :

France

La R&D a mis en place des accords-cadres avec les grands organismes publics de recherche. Les principaux partenaires académiques sont le CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives), le CNRS (Centre national de la recherche scientifique), ainsi que les organismes nationaux de recherche tels que l'INRAE (l'Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement), l'IFP Énergies Nouvelles, le BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières), l'INRIA, le CSTB (Centre scientifique et technique du bâtiment) et l'IFREMER (Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer).

La R&D a également mis en place depuis plusieurs années une vingtaine de laboratoires communs et d'équipes communes avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels tels que HYNES (eau et environnement) ou encore SEIDO Lab (Laboratoire dédié à l'Internet des objets).

En outre, des accords-cadres de partenariats existent avec différents acteurs industriels et/ou académiques.

Par ailleurs, plusieurs partenariats s'insèrent dans l'écosystème du Campus de Paris-Saclay comme :

- le groupement d'intérêt scientifique SEISM sur le séisme (GIS SEISM) qui associe CentraleSupélec, l'École Normale Supérieure Paris-Saclay, le CNRS, le BRGM et EDF ;
- l'Unité mixte de recherche IMSIA (Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles) associant l'ENSTA (École nationale supérieure de techniques avancées), le CNRS, le CEA et EDF.

La R&D est aussi présente au sein d'Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir. Il s'agit notamment de l'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF), France Énergies Marines sur les énergies de la mer et l'éolien en mer, Efficacity sur l'efficacité énergétique, Supergrid Institute sur les réseaux électriques du futur.

Enfin, EDF est membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia (Nuclear generation II & III alliance) et SNETP (Sustainable nuclear energy technology platform) pour le nucléaire ou EASE (European association for storage of energy) pour le stockage.

Allemagne

Depuis le début des années 2000, EDF a créé EIFER, un Groupement européen d'intérêt économique en Allemagne avec le Karlsruhe Institute of Technology (KIT). EIFER est le centre de référence dans le domaine de l'hydrogène et des e-carburants. Les équipes d'EIFER sont également pleinement mobilisées sur les thématiques liées aux systèmes énergétiques locaux décentralisés et à l'analyse de l'évolution du marché de l'énergie allemand.

Royaume-Uni

EDF R&D UK Center consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique. Il collabore notamment avec l'université de Strathclyde dans le domaine des renouvelables ainsi qu'avec l'université de Manchester, l'Imperial College, le National Nuclear Laboratory (NNI) ou l'université de Bristol dans le domaine du nucléaire.

Le centre est un appui direct pour le développement des activités d'EDF que ce soit dans :

- le domaine du nucléaire existant (extension de durée de vie des réacteurs AGR *(Advanced gas-cooled reactor)* et déconstruction avec l'annonce de la fermeture programmée de plusieurs réacteurs ;
- les nouveaux projets tels que le projet Hinkley Point C ;
- les réacteurs de génération 4.

Le centre est également pleinement mobilisé dans le *digital clients* ou les projets éoliens *offshore*.

Italie

En Italie, la Direction *Research, Development & Technological Innovation* (RD&TI) d'Edison soutient à moyen et à long terme la stratégie et, à plus court terme, le développement de nouveaux services et offres d'Edison. Les équipes et les laboratoires sont essentiellement localisés dans des espaces d'innovation des deux « *Politecnici* » italiens (Milan et Turin). Cela favorise les coopérations et ancre Edison RD&TI dans le monde de la recherche et de l'innovation en Italie.

Asie

Le centre, basé à Pékin, est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille des partenaires (tels que CGN (China General Nuclear Power Corporation), CNNC (China National Nuclear Corporation) ou State Grid (acteur du réseau de transport et de distribution) portant sur les réseaux intelligents ou les installations nucléaires. Il bénéficie également de l'écosystème chinois très avancé en matière de méthodes innovantes de construction (digital, fabrication additive [1]…). Le centre est également actif en soutien aux activités commerciales d'EDF China dans le domaine des systèmes locaux multi-énergies alliant électricité, biomasse, hydrogène, réseaux de chaleur et de froid.

À Singapour, le centre de R&D se consacre plus particulièrement à l'industrialisation des solutions de *micro-grids* à coût compétitif et à l'énergie renouvelable, élaborées et testées avec son démonstrateur sur l'île de Semakau au large de Singapour. Le centre est également impliqué avec des partenaires académiques et industriels locaux sur :

- les études de faisabilité d'interconnexions électriques dans la sous-région d'Asie du Sud-Est ;
- des projets de mobilité électrique à Singapour ;
- des projets de génération d'hydrogène vert dans une plaque industrielle.

États-Unis

Le Groupe dispose depuis plusieurs années d'un centre de R&D, installé dans la Silicon Valley. Il accompagne le développement aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le Groupe. Les domaines d'activité de ce laboratoire couvrent notamment :

- l'appui direct à la filiale du groupe EDF Renewables North America ;
- le *market design* pour éclairer les choix des projets de développement des entités métiers du Groupe aux États-Unis ;
- l'évaluation de nouveaux modèles d'affaires pour le Groupe aux États-Unis.

1.5.2 Politique de propriété intellectuelle

La propriété intellectuelle joue un rôle clé dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences. Le renforcement du portefeuille de brevets est donc prioritaire avec pour objectif de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué de brevets ainsi que de logiciels et de savoir-faire enregistrés par un huissier.

Fin 2024, le portefeuille d'EDF SA et d'Enedis comprend 783 innovations brevetées et protégées par 2 172 titres de propriété en France et à l'étranger. Celui de Framatome comprend 543 innovations brevetées protégées par environ 3 100 titres. En 2024, EDF a déposé 58 demandes de brevets (60 en 2023) et Framatome 29 (32 en 2023).

(1) La fabrication additive, plus communément appelée « impression 3D », désigne l'ensemble des procédés permettant de fabriquer, par ajout de matière, un objet physique à partir d'un objet numérique.

2.

Facteurs de risques et cadres de maîtrise

2.1	**Gestion des risques et maîtrise des activités**	**108**
2.1.1	Environnement de contrôle	108
2.1.2	Principes de mise en œuvre	109
2.1.3	Les principaux programmes de maîtrise des activités	111
2.2	**Risques auxquels le Groupe est exposé**	**116**
2.2.1	Risques liés à la performance opérationnelle	118
2.2.2	Risques spécifiques aux activités nucléaires	130
2.2.3	Régulation des marchés, risques politiques et juridiques	135
2.2.4	Risques financiers et de marché	141
2.2.5	Transformation du Groupe et risques stratégiques	147

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités

Cette section présente les dispositifs de maîtrise des activités et de gestion des risques s'appliquant au Groupe pour l'année 2024. Ces dispositifs, élaborés et mis en œuvre dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau, s'inscrivent dans le cadre défini par le corpus des politiques Groupe.

Ils obéissent également aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF du 22 juillet 2010 relatif à la gestion des risques et au contrôle interne. Ils s'appuient sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO-2013.

2.1.1 Environnement de contrôle

Cadre et finalités

Le groupe EDF organise la maîtrise des activités et des risques autour d'une quarantaine de politiques Groupe, validées et signées par le Comité exécutif. Ce corpus définit l'ensemble des exigences pérennes et transverses à mettre en œuvre dans les entités et filiales contrôlées du Groupe. Des mises à jour régulières permettent d'adapter les exigences aux évolutions réglementaires ou aux orientations stratégiques. Elles s'inscrivent pleinement dans la raison d'être du Groupe.

Le dispositif de maîtrise des activités et des risques du Groupe, défini dans la politique Groupe « Principes de fonctionnement, maîtrise des risques et contrôle interne » a pour finalités :

- **d'identifier et réinterroger périodiquement le panorama des risques majeurs et opportunités susceptibles** d'impacter les objectifs du Groupe, afin de s'assurer de l'existence de plans d'action pertinents et efficaces ;
- **d'assurer en permanence :**
  - la conformité aux lois et règlements, y compris ceux relatifs à l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau,
  - le bon fonctionnement des processus et des projets,
  - la fiabilité des informations financières et extra-financières,
  - le respect des politiques Groupe,
  - la maîtrise des activités et des risques de toute nature.

Organisation

L'organisation de la Direction Générale d'EDF est définie en section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ». Chaque membre du Comité exécutif a la responsabilité de déployer toutes les actions nécessaires à la maîtrise des risques de son périmètre.

Conseil d'administration

Comité des risques et de l'audit du Conseil

Comité exécutif

Comité des Risques

Comité des engagements du Comité exécutif

Le Conseil d'administration

Le Conseil d'administration examine régulièrement en lien avec la stratégie qu'il a définie les opportunités et les risques ainsi que les mesures prises en conséquence.

Le Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration

Le Comité des risques et de l'audit a pour mission de suivre, sous la responsabilité du Conseil d'administration, l'efficacité des systèmes de contrôle interne, de gestion des risques et d'audit interne. Quant aux risques liés aux engagements nucléaires de long terme, ils sont spécifiquement suivis par le Comité de suivi des engagements nucléaires.

Le Comité des engagements du Comité exécutif

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements et/ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »).

Le Comité des risques du Comité exécutif

Le Comité exécutif se réunit au moins deux fois par an en configuration Comité des risques. Il examine notamment la cartographie des risques du Groupe, le bilan des activités du contrôle interne et les activités d'audit (programme annuel, résultats). Il identifie les risques prioritaires du Groupe, partage leur stratégie de traitement et désigne les membres du Comité exécutif qui en sont les « *sponsors* ».

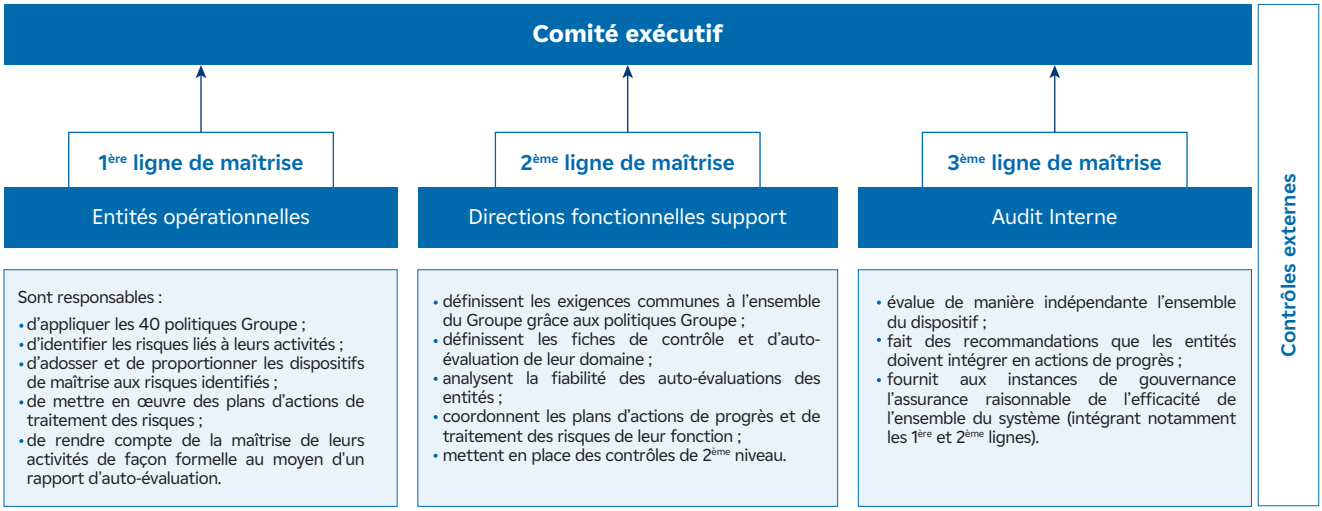
Périmètre

Concernant le périmètre contrôlé (hors filiales gestionnaires d'infrastructures régulées), ces finalités et principes sont mis en œuvre par les entités ou filiales, qui s'assurent elles-mêmes de leur mise en œuvre dans les entités ou filiales qu'elles contrôlent.

Concernant les filiales gestionnaires d'infrastructures régulées et les autres participations significatives, les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance s'assurent de la mise en place d'un dispositif de maîtrise des activités et des risques, d'une information régulière sur la cartographie des risques, le contrôle interne et les activités d'audit (programme et principaux résultats). Ils peuvent également s'assurer de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit d'entité périodique. Les principes applicables font l'objet d'une adaptation pour les gestionnaires d'infrastructures régulées afin de garantir le respect des obligations relatives à leur indépendance de gestion.

2.1.2 Principes de mise en œuvre

L'ensemble du dispositif fondé sur les trois lignes de maîtrise permet d'apporter aux dirigeants et aux instances de gouvernance du Groupe une garantie adaptée à l'identification et la couverture des principaux risques.



1re ligne de maîtrise : conduite des opérations

Rapport de maîtrise des activités et des risques des entités

Chaque entité du Groupe (53 entités en 2024, couvrant le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel de maîtrise de ses activités et de ses risques, comprenant une autoévaluation portant sur les éléments du référentiel de contrôle interne. Chaque rapport donne lieu à un engagement validé du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et un plan d'action.

Les autoévaluations des entités rendent compte de la maîtrise de leurs activités « métiers » et des exigences des domaines transverses mentionnées dans les politiques Groupe, en cohérence avec leur cartographie des risques. Ce rapport inclut notamment les autoévaluations de maîtrise des exigences relatives au contrôle interne comptable et financier, en cohérence avec le cadre de l'AMF (voir la section 2.1.3.5 « Fiabilité de l'information financière - contrôle interne comptable et financier »).

Cartographies des risques des entités

Les entités et filiales produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune au Groupe. La démarche de construction de la cartographie des risques des entités repose sur :

- le principe de responsabilité du management ;
- une typologie des risques incluant les risques de toutes natures, opérationnels, politiques et régulatoires, financiers ou stratégiques ;
- une méthode d'évaluation qualitative :
  - > de l'impact (évaluation multi-critères, incluant les conséquences internes et les conséquences externes des risques),
  - > de la probabilité,
  - > et du niveau de maîtrise de chaque risque ;
- des plans d'action de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité sous la responsabilité du management.

De nombreux échanges entre la Direction des Risques Groupe et les entités et filiales ont pour but de réinterroger la pertinence des risques, leur évaluation ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

Méthodes et outils : en appui de ces démarches, des documents méthodologiques et outils sont mis à disposition des entités et filiales :

- un guide méthodologique d'analyse de risques ;
- un référentiel de contrôle interne (guide de contrôle interne et trame détaillée d'autoévaluation) ;
- un progiciel nommé ICAR (basé sur l'outil Acuredge de la société Devoteam) permettant de rendre compte de leur cartographie des risques, leur autoévaluation de contrôle interne et du suivi de leurs plans d'action.

2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités

La deuxième ligne est composée des fonctions d'appui du Groupe en charge d'animer et de coordonner la mise en œuvre des politiques Groupe qu'elles portent.

Politiques Groupe (la liste ci-après décrit les thèmes couverts par les politiques et instructions associées)

- **Pilotage & Fonctionnement**
  - Principes de fonctionnement/maîtrise des risques et contrôle interne
  - Gouvernance des filiales et participations
  - Management de projet du groupe EDF
  - Gestion de crise et continuité d'activité
- **Politique Éthique & Conformité** et instructions associées
- **Sûreté & Sécurité**
  - Sûreté nucléaire
  - Sécurité du patrimoine face à la malveillance
- **Politique Responsabilité sociétale d'entreprise**
- **Ressources humaines**
  - Santé et sécurité
  - Rémunération et avantages sociaux
  - Talents
  - Experts
  - Développement des compétences en France
  - Mobilité Groupe
- **Politique Fournisseurs** et instruction associée
- **Immobilier & Services généraux**
  - Voyages Groupe
  - Immobilier tertiaire France
- **Politique Pilotage des risques juridiques du Groupe** et instructions associées
- **Finance & Marchés** et instructions associées
  - Pilotage de la performance économique et financière
  - Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers
  - Engagements
  - Risques marchés énergies
  - Fiscalité et douane
  - Assurances
  - Reporting comptable et financier et instruction associée
- **Communication**
  - Communication/relations institutionnelles/partenariats
  - Communication financière
- **Systèmes d'information & Transformation numérique**
  - Gouvernance des SI
  - Gestion de la donnée
  - Sécurité des SI

La filière « Risques, contrôle interne, crise » (RCIC) a été mise en place en 2024 en application d'une évolution de la politique « Principes de fonctionnement/maîtrise des risques et contrôle interne ». L'animation fonctionnelle de cette filière est assurée par le Directeur de la Direction des Risques Groupe. Elle comprend les représentants des domaines risques, contrôle interne, risques marchés, risques financiers et gestion de crise/continuité d'activité des entités, des filiales et de la DRG. La mission principale de la filière RCIC est de prescrire, conseiller, contrôler et animer la gestion des risques, du contrôle interne et des crises, à tous les niveaux du Groupe, dans une logique de subsidiarité et de responsabilité pour la mise en œuvre des actions.

Cartographie des risques Groupe

La cartographie des risques du Groupe comprend :

- des risques liés à la performance opérationnelle du Groupe ainsi qu'à la maîtrise de ses grands projets ;
- des risques spécifiques aux activités nucléaires du Groupe ;
- des risques associés au contexte politique et régulatoire et aux enjeux juridiques ;
- des risques financiers et de marchés ;
- des risques stratégiques, ou liés à la transformation du Groupe.

Ces risques sont décrits à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ». En complément, certains risques sont détaillés au chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance », en particulier les risques liés aux enjeux climatiques et environnementaux, au devoir de vigilance et à la santé et à la sécurité des personnes.

Sur la base des cartographies des risques et des rapports de maîtrise des activités élaborées par les entités et filiales du Groupe (1re ligne de maîtrise), complétés par des examens croisés avec la 2e ligne de maîtrise et avec la Direction de l'Audit interne, la Direction des Risques Groupe élabore la cartographie consolidée des risques majeurs. Cette cartographie, complétée par le bilan d'ensemble du contrôle interne, permet aux dirigeants et aux organes de gouvernance de disposer d'une vision consolidée, priorisée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle. Cette cartographie fait l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration après examen par le Comité des risques et de l'audit.

Articulation des démarches risques, CSRD et devoir de vigilance : La démarche multi-critères d'évaluation des risques, portant tant sur les conséquences internes qu'externes des risques, permet d'assurer une bonne cohérence entre la cartographie des risques du Groupe (voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »), le volet risques du Plan de vigilance (voir la section 3.6 « Plan de vigilance »), et les analyses de double matérialité (voir la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité »)

3e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe

La filière audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit interne du Groupe. En application d'une décision du Président-Directeur Général, l'animation de cette filière est assurée par le Directeur de l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit Interne (« DAi » rattachée au Secrétaire Général) et des équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères. Les relations entre la DAi et les équipes d'audit des gestionnaires d'infrastructures régulées, de même que leurs prérogatives respectives sont définies afin de garantir le respect du principe d'indépendance de gestion. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière. À fin 2024, la filière audit du Groupe est composée de l'ordre de 70 équivalents temps plein.

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

La DAi applique les normes internationales définies par l'Institute of Internal Auditors et en contrôle le respect.

Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte. Celle-ci rappelle les principes fondamentaux de l'audit, les modalités d'établissement du programme, la typologie des missions d'assurance qui lui sont confiées, ainsi que les devoirs des audités et des auditeurs. Elle comporte un code de déontologie applicable à la filière qui a pour but de promouvoir une culture éthique, et rappelle que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et la pratique de l'audit interne.

La DAi bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général. Elle rend compte des missions au Comité des risques et de l'audit qui donne un avis sur l'audit interne fondé sur les risques, prend connaissance de la réalisation des audits et vérifie l'adéquation entre la charge et les ressources dédiées à l'audit interne.

Les auditeurs sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales et évalués à la fin de chaque mission. Les processus de la DAi sur l'ensemble des activités (de la définition du programme d'audit jusqu'au suivi des plans d'action) susvisées sont décrits et pilotés. La filière audit interne se soumet régulièrement volontairement à une évaluation externe par un auditeur certifié. La dernière évaluation réalisée en 2024 a attesté que la fonction d'audit interne continue de respecter les normes internationales pour la pratique professionnelle de l'audit interne. Cette conformité est le résultat d'un suivi rigoureux des procédures d'audit, d'évaluations régulières et de l'intégration continue des meilleures pratiques recommandées.

Modalités de fonctionnement

La filière audit du Groupe effectue des audits des entités et des filiales contrôlées, des *business units*, des projets et des fonctions, politiques ou risques transverses. Ces audits comprennent l'examen de la robustesse du contrôle interne et sont effectués tous les trois à cinq ans selon leur significativité. La DAi est la seule entité compétente pour réaliser les audits transverses *corporate* de BU/projets alors que les Directions d'Audit des filiales effectuent uniquement les audits de leur périmètre.

Le programme d'audit est élaboré à partir de la cartographie des risques du Groupe, et s'intègre dans les axes stratégiques d'Ambitions 2035.

Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur management, font l'objet de plans d'action de leur part. Ces plans d'action sont transmis pour avis à la DAi, qui, par la suite, en assure le suivi, ce dernier commençant, au plus tard six mois après la diffusion du rapport d'audit.

Un rapport de synthèse semestriel récapitule en particulier, les principaux constats d'audit *corporate* et le suivi des plans d'action. Il donne également une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté par la DAi au Président-Directeur Général, au Comité exécutif, puis au Comité des risques et de l'audit et au Conseil d'administration.

Les contrôles externes

Le groupe EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue par l'État, EDF est également soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs économiques et financiers de l'Inspection des finances et des Commissions des affaires économiques ou de Commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Leur rapport sur les comptes annuels inclut les vérifications sur les informations sur le gouvernement d'entreprise requises par les articles L. 225-37 alinéa 6 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles, en France, par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

2.1.3 Les principaux programmes de maîtrise des activités

Les programmes de maîtrise des activités sont mis en place pour sécuriser l'atteinte des exigences énoncées dans les politiques Groupe validées en Comité exécutif (voir encadré de la section 2.1.2 « Risques liés à la performance opérationnelle ») et sélectionnés en fonction des risques majeurs.

2.1.3.1 Le programme Éthique et Conformité Groupe

La Direction Éthique et Conformité Groupe met en œuvre le programme Éthique et Conformité Groupe à partir des référentiels suivants (voir la section 3.1 « Neutralité carbone et climat ») :

- la politique Éthique et Conformité Groupe (PECG) édicte les principales règles que les Dirigeants doivent impérativement connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de leur entité. La PECG est complétée par des notes d'instruction et des guides supports destinés à appuyer son déploiement dont notamment le contrôle d'intégrité des relations d'affaires, la déontologie financière, la protection des données personnelles, la lutte contre la fraude, l'encadrement des cadeaux et invitations, la prévention des conflits d'intérêts et le devoir de vigilance. La PECG est la référence *supra* à la Charte éthique Groupe et au Code de conduite éthique et conformité, actualisable en fonction des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit ;
- la Charte éthique Groupe construite autour des trois valeurs du Groupe (respect, solidarité, responsabilité) définit les exigences devant guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien ;
- le Code de conduite éthique et conformité, revu en 2023, est décliné dans les règlements intérieurs des entités et constitue le document de référence en matière de prévention de la corruption. Il s'applique à tous les salariés (exigences de la loi Sapin II) ;
- la note d'instruction d'alerte éthique, conformité et devoir de vigilance du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs ou occasionnels du Groupe ainsi qu'aux tiers d'effectuer des signalements relevant de la loi « Sapin II » du 9 décembre 2016, relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, de la loi « Devoir de vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, ou relevant du Code du travail (voir la section 3.3.2.4 « La procédure d'alerte du groupe EDF »).

2.1.3.2 Le programme Sécurité du patrimoine et des systèmes d'information

Depuis plusieurs années, le groupe EDF s'est doté d'un programme Sécurité des informations et des systèmes d'information couvert par les politiques Sécurité du patrimoine face à la malveillance et sécurité des systèmes d'information. En 2024, le risque cybersécurité a vu sa criticité passer à « forte ». Les principaux axes stratégiques de maîtrise des activités visent à :

- légitimer et renforcer la gouvernance et le pilotage ;
- généraliser la culture sécurité à l'échelle du Groupe ;
- sécuriser les fonctions les plus critiques en lien fort avec les métiers ;
- anticiper, renforcer et conserver l'homogénéité de la surveillance et la capacité de réaction en cas d'incident.

Les principales actions de maîtrise du risque cybersécurité mises en œuvre en 2024 sont décrites dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1C « Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber ».

2.1.3.3 Le programme santé sécurité

Le programme santé sécurité du groupe EDF est décrit dans la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ».

2.1.3.4 Approbation des engagements

La politique Engagements du groupe EDF fixe le cadre des décisions d'engagements en termes de pilotage, de gouvernance et de contrôle. Cette politique s'applique à tous les projets d'engagement, quel que soit leur montant pour les entités d'EDF et ses filiales, hors filiales régulées et dans le respect de la gouvernance des sociétés cotées. Avant chaque décision d'engagement, les projets proposés sont accompagnés d'une analyse de risques selon un référentiel méthodologique à disposition de l'ensemble du Groupe. Les projets d'engagements sont examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit aux sections 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » et 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2024 ».

Les projets stratégiques (au-delà des seuils définis dans la politique Engagements) sont examinés par le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG).

Les projets de cessions stratégiques font l'objet d'une instruction séparée et sont supervisés par le Comité des cessions afin de préserver confidentialité et réactivité.

2.1.3.5 Fiabilité de l'information financière – contrôle interne comptable et financier

Le groupe EDF a organisé la maîtrise des risques financiers autour des fonctions suivantes :

Pilotage de la performance, reporting avec pour principales missions :

- contribuer au pilotage de la performance des entités du Groupe ;
- contribuer au suivi du budget des directions et filiales contrôlées ;
- élaborer et diffuser des méthodes et processus de gestion financière, développer la culture de gestion au sein du Groupe ;
- piloter les processus du cycle de gestion, en assurer la synthèse et proposer des arbitrages aux directions et filiales ;
- élaborer les trajectoires financières à moyen et long termes, pour contribuer à une correcte allocation de ressources.

Comptabilité :

- établir les comptes sociaux d'EDF ;
- établir les comptes consolidés du Groupe ;
- assurer la conformité de la comptabilité ;
- animer le dispositif contrôle interne comptable et financier du Groupe.

Fiscalité :

- garantir la cohérence des pratiques fiscales dont les exigences sont détaillées dans la politique Fiscalité Groupe ;
- s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives en matières fiscale et douanière ;
- s'assurer du suivi comptable, de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- identifier et maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

Financement et Investissements :

- coordonner les actions inhérentes au bilan et au résultat financier du Groupe avec notamment pour objectif de maîtriser l'exposition des actifs de couverture, de la dette, et de l'ensemble du bilan du Groupe aux risques financiers ;
- gérer les investissements et les opérations d'acquisitions et de cessions ainsi que les actifs dédiés cotés ou non. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille ;
- instruire les projets d'investissement présentés en CECEG pour anticiper les impacts et fiabiliser les trajectoires financières sur le bilan et les comptes de résultat du Groupe, tels que définis par la politique Engagements ;
- contribuer aux revues de portefeuille et des analyses d'optimisation économique et financière ;
- assurer le financement du Groupe selon la politique Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers ;
- vérifier la bonne application des principes de la politique. Le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie est réalisé par la Direction des Risques Groupe.

La politique Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers demande aux entités du Groupe une identification continue et systématique des risques financiers (en particulier : liquidité, taux, change, contrepartie). La Direction des Risques Groupe exerce un contrôle de 2e niveau de ces risques :

- la vérification de la bonne application des principes de la politique ;
- le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place. Le Comité marchés vérifie et examine trimestriellement, le cas échéant, les demandes de dérogations aux cadres de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits financiers.

La politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés d'EDF s'applique au portefeuille des actifs dédiés dont la gestion est assurée par la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille.

Référentiels

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'International Accounting Standards Board (IASB) et approuvées par l'Union européenne. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont précisées dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Les principes applicables en matière d'élaboration et de remontée à la Direction Financière du Groupe des informations comptables et financières sont définis dans la politique Reporting comptable et financier. Les dispositions spécifiques de contrôle interne sont décrites dans l'instruction Groupe « Contrôle interne comptable et financier ». Les objectifs de contrôle à mettre en œuvre dans les entités sont précisés et mis à jour chaque année dans le Guide de contrôle interne du Groupe, et sont évalués par les entités dans leurs rapports d'autoévaluation du contrôle interne.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions Métiers et Filiales sont membres du Comité de direction des entités auxquelles ils appartiennent. À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, ils sont nommés et évalués conjointement par le management opérationnel et le management de la filière Finance. Un réseau de correspondants des Directions Opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène entre les différentes entités du Groupe.

Chaque Directeur Opérationnel et Fonctionnel d'EDF co-signe avec son Directeur Gestion Finance une lettre d'affirmation sur l'exhaustivité de l'information comptable dont il a la responsabilité. Cette lettre est adressée, deux fois par an, à la Direction de la Performance Impact Investissement Finance. Chaque Directeur Opérationnel et Fonctionnel d'EDF s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de Contrôle Interne Comptable et Financier de l'entité dont il est responsable et sur les objectifs d'amélioration envisagés pour la période à venir, par l'établissement d'une lettre d'engagement adressée au Directeur Comptabilité EDF SA et Fiscalité Groupe. En retour, chaque Directeur reçoit une lettre d'appréciation de la qualité comptable et fiscale de son entité signée du Directeur Comptabilité EDF SA et Fiscalité Groupe qui s'appuie sur différents éléments d'évaluation.

En matière de qualité comptable, un référentiel d'indicateurs est prescrit aux Directions d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable. En ce qui concerne les filiales, chacune est responsable de la mise en œuvre de l'instruction Groupe Contrôle interne comptable et financier.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par la Division Consolidation de la Direction du Pilotage de la Trajectoire, de la Performance et du Reporting Groupe à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté.

Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, cocontrôlées ou sous influence notable revêtant un caractère significatif. Le caractère non significatif des participations rentrant potentiellement dans le périmètre de consolidation est examiné régulièrement et soumis annuellement à l'appréciation des Commissaires aux comptes. Le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir le chapitre 6 « États financiers »).

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité des risques et de l'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité des risques et de l'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration et enfin approuvés par l'Assemblée générale.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus.

Les prévisions et le réalisé de gestion sont élaborés au moyen d'un référentiel unique partagé et d'outils communs entre la comptabilité et la gestion. Ce dispositif contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Il facilite le dialogue à tous les niveaux de l'organisation et contribue à la qualité des informations produites.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis par la Division Comptes Maison Mère de la Direction Comptabilité EDF SA et Fiscalité Groupe. Les comptes sociaux annuels sont clos le 31 décembre de l'exercice, arrêtés par le Conseil d'administration d'EDF et approuvés par l'Assemblée générale.

La comptabilité transactionnelle d'EDF est majoritairement confiée au Centre de services partagés comptabilité & conseil (CSP2C) de la Direction des Services Tertiaires [1]. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions, de la Division Comptabilité Consolidation et du CSP2C ou, le cas échéant, des opérateurs comptables autres que le CSP2C.

Des réunions préparatoires sont organisées avec les Directions d'EDF pour anticiper certains traitements comptables et fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

2.1.3.6 La gestion de crise et continuité d'activité

En cas d'évènement exceptionnel, les mesures prises pour gérer les crises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe.

Pour faire face à ce risque, EDF a établi une politique Gestion de crise et Continuité d'activité définissant les principes d'organisation ainsi que le dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des parties prenantes ;
- à s'assurer de l'existence et de la mise à jour de plans de continuité d'activité au sein de chaque entité à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires et ainsi enrichir les Plans de continuité d'activité (PCA) ;
- à vérifier la mise en œuvre d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Les crises, qui se succèdent et se superposent avec des impacts locaux (tempête Ciarn), internationaux (poursuite des sanctions en lien avec le conflit russo-ukrainien, conflit israélo-palestinien) mettent à l'épreuve l'application de cette politique et ont jusqu'à présent confirmé sa robustesse. Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble.

Une préparation accrue des crises couplée à une intégration du retour d'expériences des crises successives a permis de renforcer le corpus documentaire, notamment sur l'exhaustivité des sujets et leur niveau de profondeur à adresser dans les Plans de continuité d'activité, avec :

- une nouvelle version du Plan pandémie en 2022 intégrant le REX COVID ;
- un travail de coordination sur le volet Systèmes d'information conduit en 2021 afin d'assurer la cohérence et compréhension mutuelle entre la partie SI des PCA des métiers et le PCA SI poursuivi par la conduite d'un exercice cyber en 2023 ;
- une activation des leviers pour dégager des marges dans un système électrique tendu couplé à la préparation à une indisponibilité temporaire d'électricité, comme en 2022 ou en 2023, dans un contexte de marchés de l'électricité très tendu ;
- la préparation à des contextes particuliers susceptibles d'impacter la continuité d'activité et la mise en œuvre de plans d'actions dédiés, comme ce fut le cas en 2024 pour gérer les contraintes liées à la tenue des Jeux olympiques et paralympiques de Paris.

2.1.3.7 Assurances

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains évènements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes. Étant précisé que, les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

(1) Hors Division Combustible Nucléaire, Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, Direction Projets Déconstruction et Déchets et Direction Dirigeants Talents Formation Managers pour la partie comptabilité de la paie.

Organisation

La Division Assurances Groupe est responsable, dans le respect notamment de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, de l'élaboration de la politique Assurances du groupe EDF, du pilotage et du suivi de sa mise en œuvre dans le Groupe, afin d'optimiser le coût global de ses risques assurables [1].

Les Responsables Assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent notamment à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- actualiser les valeurs et les activités déclarées ;
- analyser la sinistralité et participer à la gestion des sinistres.

Ces travaux, menés en étroite collaboration avec la Division Assurances Groupe, permettent d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes et des visites de prévention (évaluation des sinistres maximum possibles, « SMP »). Dans le cadre des actions de prévention, la Division Assurances Groupe définit les programmes des visites de sites et suit leur mise en œuvre.

Politique Assurances Groupe

Finalité : la politique Assurances précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts :

- massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe ;
- partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures ;
- franchises individuelles et Groupe ;
- optimisation des dépenses d'intermédiation.

Modalités de mise en œuvre :

Depuis 2011, un Comité d'orientations stratégiques assurances (COSA) nourrit la réflexion entre les métiers et la Division Assurances sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la politique Assurances notamment les principales caractéristiques des programmes.

La Division Assurances Groupe et la Direction des Risques Groupe produisent annuellement l'analyse de la cartographie des risques au niveau du Groupe, complétée du dispositif de couverture assurantiel en place. À partir de cette vision partagée, EDF est en mesure d'améliorer et, le cas échéant, d'étendre les couvertures des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par le Groupe en la matière.

Les programmes d'assurance Groupe ont vocation à intégrer le plus largement possible les filiales contrôlées, afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion et, d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants.

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites.

Cette politique a été déployée sur le périmètre d'Arabelle Solutions qui a été intégrée dans les Programmes Groupe dès le *closing* de l'opération de rachat.

Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance

À l'instar de l'ensemble des grands groupes français et internationaux, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures fournies par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives du groupe EDF [2] sont les suivantes :

- Wagram Insurance Company DAC, société d'assurance créée en 2003 à Dublin, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Re, société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- par ailleurs, EDF est membre de la mutuelle Everen en vue de faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). Everen est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie qui offre à ses membres une couverture des dommages matériels. Le périmètre couvert comprend notamment les centrales nucléaires (partie conventionnelle), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques, les postes de transformation des réseaux ainsi que les actifs d'exploration et production.

Les programmes d'assurances dommages du Groupe combinent cette couverture apportée par Everen et celles apportées par les captives et les assureurs du marché.

Le groupe EDF participe également à ELINI (*European Liability Insurance for the Nuclear Industry*), EMANI (*European Mutual Association for Nuclear Insurance*), NIRA (*Nuclear Industry Reinsurance Association*) et *Blue Re*, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Les captives et mutuelles permettent au groupe EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et de bénéficier de garanties complémentaires.

Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, Enedis et leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant incomber aux entités dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont notamment décrites en tête de ce chapitre dans le paragraphe « 2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités ».

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Les filiales disposent généralement de franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, d'Enedis et de leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

Assurance dommages (hors biens nucléaires)

Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend la quasi-totalité des filiales d'EDF et notamment EDF Energy, Edison, Dalkia ainsi que le gestionnaire du réseau de distribution Enedis.

Wagram Insurance Company DAC ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures Everen, des extensions de couverture de dommages aux biens et de pertes d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF SA qui ne dispose pas de cette garantie. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont notamment décrites en tête de ce chapitre dans le paragraphe « 2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités ».

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance.
(2) Framatome et EDF Energy disposent de leurs propres captives afin de répondre à leurs besoins propres de couverture.

Framatome a mis en place un programme d'assurances pour les dommages et pertes d'exploitation consécutives affectant toutes ses installations, hors celles participant à la fabrication de combustible, à hauteur de 505 millions d'euros, avec une franchise n'excédant pas 0,5 million d'euros en dommages et 1 million d'euros en pertes d'exploitation.

EDF Renouvelables a mis en place des programmes d'assurances dédiés à ses actifs, couvrant les risques de dommages et de pertes d'exploitation.

Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices Tous Risques Chantier et Tous Risques Montage Essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tels que les EPR de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, etc.

Couverture *Cyber risk*

Depuis le 1er juillet 2017, une couverture *Cyber risk* a été mise en place. Cette garantie de 80 millions d'euros couvre EDF et les filiales du Groupe pour les frais nécessaires aux traitements de désordres majeurs occasionnés par une cyberattaque contre les systèmes d'information du Groupe.

Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la Convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la Convention de Paris (ci-après les Conventions). La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité pour les dommages nucléaires : elle est objective (même en l'absence de faute), limitée en montant [1] et en durée, et canalisée sur l'exploitant nucléaire exclusivement. Ces Conventions s'appliquent aux pays signataires qui les ont ratifiées dont la France et le Royaume-Uni.

Des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 et sont entrés en vigueur le 1er janvier 2022. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation plus importants que les conventions d'origine, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnisables. L'État où se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et jusqu'à 1 200 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la Convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la Convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passe de 10 ans à 30 ans à compter de la date de l'accident. La définition de « dommage nucléaire » évolue, et prend en compte outre les dommages aux personnes et aux biens les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certains autres préjudices résultant de la dégradation de l'environnement.

Ces conventions prévoient également une obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds.

En France, les obligations en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires ont été transposées dans le Code de l'environnement. Ainsi, les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires sont fixées à 700 millions d'euros pour les dommages nucléaires causés par chaque accident nucléaire (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros en cas de transport de substances nucléaires pour un même accident nucléaire [2].

EDF a mis en place une couverture assurantielle « Programme d'assurance Responsabilité civile nucléaire (RCN) » obtenue à l'issue d'un appel d'offres qui permet au Groupe de répondre aux obligations découlant de la Convention de Paris révisée, tout en maîtrisant leur impact financier. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a mis en place un programme satisfaisant aux exigences de la Convention de Paris révisée, souscrit auprès du *pool* britannique NRI, des captives du Groupe et de la mutuelle nucléaire ELINI. Il est à noter que les obligations des opérateurs britanniques sont portées progressivement, sur une période de cinq années, à compter du 1er janvier 2022, de 700 millions d'euros à 1 200 millions d'euros.

Couverture des dommages aux installations nucléaires

Les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle Everen apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 450 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars, tant en France qu'au Royaume-Uni.

Par ailleurs, le Board d'Everen a décidé de modifier, à compter du 1er janvier 2023, l'exclusion de la zone chaude des sites nucléaires en y permettant la couverture de certaines grosses maintenances lorsque le combustible a été retiré.

Le dispositif assurantiel couvrant les installations nucléaires est le suivant :

- en France, la protection apportée par Everen est complétée, pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par une couverture d'assurance d'un maximum de 80 millions d'euros en excédent d'une franchise d'un maximum de 20 millions d'euros faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome), ainsi qu'à Wagram Insurance Company DAC (réassurée par Océane Re) ;
- au Royaume-Uni, la protection d'Everen est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité définie en fonction de la technologie et du statut des centrales allant jusqu'à 1 milliard de livres sterling fournie par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

Framatome est assurée auprès de la mutuelle EMANI pour les dommages et pertes d'exploitation consécutives affectant les installations participant à la fabrication de combustible, à hauteur de 650 millions d'euros, avec une franchise n'excédant pas 5 millions d'euros en dommages et 90 jours en pertes d'exploitation.

Primes

Le montant total des primes d'assurance du Groupe, tous types de couverture confondus, s'est élevé à 324 millions d'euros en 2024.

(1) À l'exception des pays parties ayant opté pour une responsabilité illimitée (l'Allemagne, la Suisse, la Suède…).
(2) Articles L. 597-4 et L. 597-8 du Code de l'environnement.

2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, de différentes natures : régulatoires, stratégiques ou opérationnels. Certains sont exogènes, d'autres sont endogènes et inhérents à l'exercice des métiers du Groupe. Leurs conséquences peuvent porter sur les résultats opérationnels, sur la situation financière du Groupe et sa capacité à financer sa stratégie ou son développement. Elles peuvent aussi affecter ses parties prenantes internes ou externes, son environnement ou sa réputation.

Ci-dessous sont décrits les principaux risques spécifiques auxquels le Groupe estime être exposé, et les principales actions de maîtrise correspondantes, dans le respect du principe d'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseaux. Pour les risques non spécifiques, l'absence de description dans cette section n'exclut pas pour autant leur prise en compte.

Les risques doivent être lus dans leur intégralité compte tenu de l'interdépendance qui peut exister entre certains d'entre eux.

Les risques sont classés en cinq catégories décrites respectivement dans les sections 2.2.1 à 2.2.5 :

- la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle » décrit les risques liés à la maîtrise des activités opérationnelles du Groupe dans ses différents projets industriels et activités. En particulier, cette section décrit le risque pour le Groupe relatif aux projets EPR, engagés ou futurs qui est un risque majeur ;
- la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », complète la section 2.2.1 pour les activités liées spécifiquement à l'activité nucléaire du Groupe ;
- la section 2.2.3 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » décrit les risques liés aux évolutions des politiques publiques et de régulation dans les pays et territoires où le Groupe exerce ses activités ainsi que les risques juridiques auxquels le Groupe est exposé ;
- la section 2.2.4 « Risques financiers et de marché » décrit les risques induits par l'exposition sur les marchés de l'énergie sur lesquels opère le Groupe ainsi que ceux liés à l'évolution des marchés financiers et à la fiabilité de l'information associée ;
- la section 2.2.5 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » décrit les risques liés à la capacité d'adaptation du Groupe, particulièrement sur le plan stratégique et des compétences, face aux besoins de transformation induits notamment par le changement climatique, les nouvelles concurrences, les évolutions technologiques et sociétales.

Les risques sont détaillés dans chacune des sections concernées pour leur catégorie respective. Ils sont numérotés afin de faciliter le lien entre le tableau de synthèse et les descriptions détaillées qui suivent.

Articulation avec l'analyse de double matérialité. Il s'agit ici d'expliciter l'articulation entre les « risques » identifiés dans la présente section, et les « Impacts, risques et opportunités » (IRO) identifiés dans la section 3.1.3 « Stratégie, impacts, risques et opportunités matériels et politique RSE » et dans la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité ».

Une partie des risques de la présente section porte sur des domaines environnement, social ou de gouvernance (ESG). En application de la méthodologie de cartographie des risques du Groupe évoquée à la section précédente, ils peuvent alors entraîner :

- des conséquences internes (ils sont assimilables aux « risques » selon le sens donné à ce terme par l'État de durabilité),
- des conséquences externes (ils sont assimilables aux « impacts » potentiels négatifs selon le sens donné à ce terme par l'État de durabilité).

Les analyses sont cohérentes : en résumé les IRO (risques ou impacts négatifs au sens de l'État de durabilité) représentent le détail du volet ESG des risques de la présente section. Dans le tableau qui suit, la correspondance entre les risques et les IRO est détaillée, elle figure également dans le tableau de la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité ».

Tous les risques décrits dans ce document ont été retenus pour leur caractère significatif en termes d'importance de leur impact estimé pour le Groupe. De plus, ils font l'objet d'une hiérarchisation selon une approche qualitative de leur criticité, tenant compte conjointement de l'importance de l'impact potentiel pour le Groupe, de la probabilité d'occurrence et du niveau de maîtrise, compte tenu des actions engagées. Cette hiérarchisation aboutit à une échelle à trois niveaux pour l'ensemble des risques : la criticité peut être forte, intermédiaire ou modérée. Les catégories ne sont pas hiérarchisées entre elles.

En règle générale, le périmètre d'exposition est la France, la Belgique, l'Italie, le Royaume-Uni et tous les pays où le Groupe est présent. Lorsque le périmètre d'exposition est plus restrictif, celui-ci est précisé dans le tableau et dans la description du risque.

L'exposition au risque peut varier en fonction de la durée. L'impact potentiel de ces risques peut ainsi se situer à des horizons de temps très différents, du très court terme inférieur à l'année, du moyen terme à quelques années voire à un très long terme qui peut être de plusieurs dizaines d'années, voire plus en fonction de la nature de l'activité industrielle qui peut être séculaire.

Afin de maîtriser les risques, des dispositifs sont mis en place. Certains sont génériques pour l'ensemble des risques : contrôle interne, processus d'approbation des engagements (voir la section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités ») ; d'autres sont spécifiques à chaque risque.

Tableau des risques - numérotation, libellés et criticités

La criticité est évaluée compte tenu des actions de maîtrise engagées.

Catégorie	Risque	Correspondance chapitre 3 [1]	Criticité
1. Performance opérationnelle	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR	S1-S2-S3	■■■
	1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)	S1-S2-G1	■■■
	1C – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber	G1	■■■
	1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)	S transverse-S1-S2	■■
	1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles	E4-S1-S2-G1	■■
	1F – Atteinte à la sûreté hydraulique	S transverse	■■
	1G – Risque de déséquilibre offre/demande au périmètre d'EDF	1G	■■
	1H – Risque de *black-out*	1G	■
	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité	E transverse-E2-E4-E5 -S transverse	■
2. Risques spécifiques aux activités nucléaires	2A – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs, du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés	E5	■■
	2B – Maîtrise du cycle du combustible	S1-S2	■■
	2C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire	S transverse	■■
3. Régulation des marchés, risques politiques et juridiques	3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH	S4-G1	■■■
	3B – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques		■■
	3C – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité		■■
	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité	S1-S2-S4-G1	■
	3E – Risque lié aux contentieux		■
4. Risques financiers et de marché	4A – Risque marchés énergies		■■■
	4B - Risque lié aux actifs et passifs comptables identifiés au bilan du Groupe		■■
	4C – Risque marchés financiers		■■
	4D – Risque taux d'intérêt		■■
	4E – Risque d'accès à la liquidité		■■
	4F – Risque de contrepartie		■■
	4G – Risque de taux de change		■
5. Transformation du Groupe et risques stratégiques	5A – Adaptation des compétences	S1-S2	■■
	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition	E1-E3	■■
	5C – Capacité de transformation face aux ruptures	S1-S2	■■
	5D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme		■■

Criticité : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

(1) Cette colonne fait référence à la norme ESRS, pour laquelle un IRO a été identifié en correspondance avec le risque, le cas échéant. Le détail de la correspondance est précisé à la section 3.1.4.2 « Correspondance entre les IROs (état de durabilité) et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé (section 2.2 de l'URD) ».

2.2.1 Risques liés à la performance opérationnelle

1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR

RÉSUMÉ

Le Groupe réalise des projets de très grande ampleur. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe en termes d'impact potentiel sur son bilan financier et de conséquences sur sa stratégie de développement. En particulier, la réussite des projets EPR est conditionnée par des facteurs spécifiques d'ordre industriel, réglementaire et financier.

Criticité : ■ ■ ■ Forte

a) Contexte

Dans le cadre de son activité, le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage et/ou maître d'œuvre, des projets qui présentent une grande complexité en particulier les projets EPR à Flamanville 3 en France et Hinkley Point C (HPC) au Royaume-Uni, en cours de réalisation, ainsi que des projets à venir tels que les projets d'EPR2 en France. Ces projets requièrent des investissements importants et de longues procédures d'instruction et d'autorisations réglementaires.

La réussite de ces projets conditionne l'avenir de la filière industrielle nucléaire française. Ces projets font peser des risques majeurs pour le Groupe notamment sur son résultat et son bilan financier.

Les autres projets d'ampleur du Groupe en cours sont :

- des grands projets liés au parc nucléaire existant (Grand Carénage voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1B « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni » et projets de déconstruction, voir la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », risque 2A « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs, du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés ») ;
- des projets d'ouvrages en mer pour les énergies renouvelables (éolien *offshore*) ;
- des projets hydrauliques à l'international.

b) Risques principaux

b1) Risques transverses

Ces projets sont confrontés à de nombreux risques techniques et opérationnels portant sur leur réalisation industrielle qui pourraient avoir comme conséquences des retards de démarrage et une augmentation des coûts associés ou une possible remise en cause de certains choix techniques. Cela pourrait entraîner, *in fine*, une baisse de la rentabilité attendue, voire des compléments de dépréciations d'actifs.

Compte tenu de leur ampleur, ces projets ont un impact extrêmement significatif sur le résultat et le bilan du Groupe en particulier sur ses fonds propres et sa capacité de financement, ainsi que sur sa stratégie de développement.

Il existe d'autres risques économiques, réglementaires, politiques, environnementaux ou d'acceptabilité susceptibles de remettre en cause les échéanciers, les coûts associés, ou la rentabilité des projets.

Risques de non-performance technique ou opérationnelle

Les risques techniques ou opérationnels qui pèsent sur les grands projets industriels complexes exposent le Groupe à des aléas significatifs dans la réalisation de ces projets ou dans leur exploitation. Ils pourraient avoir une incidence majeure sur les activités du Groupe, son résultat, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation, son organisation et ses perspectives.

Des situations de non-respect d'engagements contractuels du Groupe peuvent aussi s'ajouter ou être la résultante de ces aléas.

Risques stratégiques

Le Groupe a l'ambition stratégique de s'engager en France et à l'international, dans des projets de construction de nouvelles installations nucléaires. Le risque vis-à-vis de ces projets serait de ne pas prendre les décisions d'investissement ou de les prendre dans de mauvaises conditions techniques, régulatoires ou financières et ainsi de se retrouver en incapacité mettre en œuvre avec succès l'ambition stratégique du Groupe.

Risques liés au financement et le cas échéant, au cadre régulatoire

Les projets de construction de nouveaux réacteurs, notamment en France ou au Royaume-Uni, nécessitent des investissements considérables, une organisation de marché appropriée et des conditions de financement et de revenus adéquats. La mise en place des financements nécessaires pourrait, compte tenu des contextes économique, institutionnel ou d'avancement adéquats des projets en cours, être retardée ou remise en cause.

Au Royaume-Uni, le contexte résultant du Brexit peut conduire à modifier les conditions de réalisation et de rentabilité des projets et ne pas permettre de réunir les conditions suffisantes pour associer des investisseurs aux futurs projets du Groupe au Royaume-Uni. Il peut, notamment, affecter la disponibilité de la main-d'œuvre et la productivité sur site.

De plus, le classement du nucléaire dans la taxonomie européenne est accompagné de conditions restrictives. Le texte n'inclut par ailleurs pas le cycle du combustible. Cela pourrait donner un signal insuffisant de reconnaissance de l'électricité bas carbone d'origine nucléaire, avec des conséquences potentielles sur l'accès au financement des nouveaux projets. Ces éléments pourraient avoir un impact sur la capacité du Groupe à financer les futurs grands projets nucléaires (voir le risque 3A « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH).

Risques externes – politiques et géopolitiques, procédures administratives

Tous ces projets sont de grande envergure et de longue durée. Ils impliquent de nombreux partenaires industriels. Les relations avec les partenaires associés à EDF dans ces projets peuvent également être source de difficultés.

Par exemple, les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des impacts sur la conduite de certains de ces projets compte tenu des technologies et des partenariats mis en œuvre (voir le risque 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles »). Ces risques sont exacerbés par un regain de tensions géopolitiques, accompagnées de potentielles sanctions internationales et mesures fiscales, faisant suite à la mise en place de la nouvelle Administration américaine en janvier 2025.

Ces projets nécessitent en particulier des autorisations administratives, des licences ou des permis qui peuvent faire l'objet de contentieux, de retraits ou de retards d'obtention.

Risques liés aux enjeux RSE

Un très grand nombre de parties prenantes sont impliquées dans ces projets qui peuvent, par exemple, nécessiter d'être associés à des projets de développement territoriaux ou faire l'objet de difficultés d'acceptation par les populations locales. De plus, tous les grands projets sont exposés aux enjeux de respect des engagements du Groupe en matière de droits des travailleurs sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

Risques conjoncturels

Les tensions inflationnistes pourraient entraîner un renchérissement des coûts des projets (voir notamment le risque 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles ») et pourraient également affecter la solidité financière d'acteurs de la *supply chain*.

Autres risques

Les autres enjeux et risques spécifiques à l'activité nucléaire, qu'il s'agisse de la sûreté nucléaire, de la maîtrise des opérations d'exploitation ou de maintenance, des engagements de long terme ou du cycle du combustible, sont précisés dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

b2) Risques spécifiques aux principaux projets et actions de maîtrise associées

Risques relatifs à l'EPR Flamanville 3 (France)

La réalisation des objectifs de calendrier et de coûts du projet, tels qu'annoncés, est désormais conditionnée par la finalisation des essais préalables à l'atteinte par le réacteur de 100 % de sa puissance nominale (voir dans la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France »,« EPR de Flamanville 3 »).

Le projet pourrait faire face à d'éventuels surcoûts et délais en cas d'aléa (notamment casses d'équipements) durant les essais restant à réaliser durant les phases successives de montée en puissance du réacteur. Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison est cependant considéré comme modéré.

Risques relatifs aux EPR Taishan (Chine)

En Chine, le Groupe détient une participation de 30 % aux côtés de son partenaire chinois CGN et de Guangdong Energy Group (19 %) au sein de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited). Taishan 1 a été le premier réacteur EPR à être couplé au réseau le 29 juin 2018. Sa mise en service commerciale est intervenue le 13 décembre 2018. Le réacteur Taishan 2 est, quant à lui, entré en service commercial le 7 septembre 2019 (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » »).

La rentabilité de l'actif est liée au tarif de rachat de l'électricité produite par Taishan et pourrait être affectée si les décisions tarifaires n'étaient pas favorables. Le 20 mars 2019, la NDRC (National Development and Reform Commission) avait fixé un tarif temporaire à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021, pour un volume annuel garanti d'enlèvement de production équivalent à 7 500 heures de fonctionnement à pleine puissance. L'éventuel surplus au-delà de ce volume est vendu au prix de marché. Comme pour toute installation de production modulable en Chine, l'appel effectif à la centrale de Taishan est décidé par le gestionnaire du réseau d'électricité de la province soit, concernant Taishan, celle du Guangdong. Le tarif temporaire a été prolongé le 22 décembre 2021 jusqu'à la publication du nouveau mécanisme tarifaire appliqué aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. À fin 2024, il n'y a pas eu d'autre publication par les autorités.

La rentabilité de l'actif est totalement soumise au risque d'évolution du volume de vente à ce tarif, dans un contexte de développement du marché de l'électricité.

Les accords de financement mis en place par TNPJVC contiennent des dispositions visant à sécuriser le remboursement des dettes financières de la joint-venture. Dans certaines situations, ces dispositions sont susceptibles de limiter temporairement le versement des dividendes. Si la société devait ne pas générer un résultat net positif cumulé ou un niveau de cash-flow suffisants, le montant des dividendes attendus par EDF serait revu à la baisse ce qui pourrait entraîner la nécessité d'une dépréciation supplémentaire de l'actif [1].

Risques relatifs aux EPR Hinkley Point C (Royaume-Uni)

La maîtrise de la conception et la mise sous contrôle des fabrications et des jalons majeurs du chantier de construction d'Hinkley Point C (HPC) conditionnent la rentabilité du projet et le financement des éventuels futurs projets au Royaume-Uni.

Les risques principaux jusqu'à terminaison du projet concernent :

- la capacité à sécuriser les compétences et ressources nécessaires, en particulier pour les montages électro-mécaniques et de ventilation (MEH) dont les taux de productivité ne sont pas à l'attendu ;
- la capacité à assurer la livraison des équipements qualifiés en cohérence avec le planning d'essais de démarrage ;
- la maîtrise des coûts du projet, sensibles à l'inflation, et le respect du planning ;
- la capacité à gérer efficacement les problèmes de *supply chain* dus au climat géopolitique et macroéconomique.

Une revue du projet a été finalisée en janvier 2024[2] conduisant à une réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire »).

Plusieurs scénarios sont considérés :

- le premier scénario, autour duquel le projet est organisé, correspond à un objectif de démarrage de la production de la tranche 1 en 2029. Ce planning repose notamment sur une productivité cible pour les montages électromécaniques, sous-tendue par la mise en œuvre de plans d'action en cours d'élaboration ;
- un deuxième scénario (cas de base), tenant compte des risques inhérents à la réussite de ces plans d'action, à la montée en puissance de ces montages et au calendrier des essais, conduit à un démarrage de la production de la tranche 1 en 2030 ;
- enfin, compte tenu de la complexité du projet, un scénario défavorable pourrait conduire à un démarrage de la production d'électricité de la tranche 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base.

Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 milliards de livres sterling et 34 milliards de livres sterling$_{2015}$ selon les cas de figure. Le coût du génie civil et l'allongement de la durée de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres travaux) sont les deux principales causes de cette révision du coût de construction. Dans le scénario de calendrier défavorable, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.

En 2024, la performance sur les travaux de génie civil et des montages électromécaniques n'a pas donné les résultats escomptés. Des plans d'actions ont été mis en place et le projet reste dans le cadre des deux premiers scénarios mentionnés ci-dessus en termes de coût et de durée.

Par ailleurs, les besoins de financement du projet HPC excédant l'engagement contractuel des actionnaires (*committed equity*), ces derniers ont été appelés à allouer des fonds propres additionnels (*voluntary equity*). Le Groupe contribue seul aujourd'hui au financement (*voluntary equity*) et cherche activement des solutions de financement jusqu'à la mise en service commerciale d'HPC.

(1) La valeur de la quote-part de capitaux propres de TNPJVC à fin 2023 dans les comptes d'EDF est de 940 millions d'euros – voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 12.2.1 « Éléments financiers de Taishan » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 23 janvier 2024 « Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C ».

La rentabilité et le financement du projet HPC sont sensibles :

- à des retards dans la construction ou des difficultés de mise en service commerciale des unités de l'EPR d'HPC au-delà du 31 octobre 2036 qui pourraient entraîner la perte de la protection de revenus dont bénéficient ces ouvrages via le CfD (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire ») ;
- à l'inflation et l'évolution des prix du marché de l'électricité au-delà de la durée du Contrat pour différence (CfD) ;
- au taux de change entre la livre britannique et l'euro. Une stratégie progressive de couverture de ce risque est mise en place au niveau du projet HPC et du Groupe.

La non-contribution par CGN en *voluntary equity* pourrait impliquer de possibles financements alternatifs en dette ou *equity* pouvant modifier la rentabilité d'EDF (risque de dilution).

Risques relatifs au renouvellement du parc en France (EPR2)

En France, une organisation de marché inadéquate et la non-obtention ou l'obtention tardive des autorisations requises pour poursuivre le développement du réacteur EPR2, pourraient avoir une incidence sur la situation financière du Groupe notamment en raison des coûts de développement en amont de la décision qui pourraient être supportés par EDF *in fine*. Tout élément de nature à reporter le lancement du projet pourrait induire des discontinuités d'activités d'ingénierie, des difficultés de maintien des compétences et de mobilisation de la chaîne d'approvisionnement qui seraient nuisibles à la maîtrise industrielle et à la performance du programme.

Le principal enjeu est de réunir les conditions permettant la décision d'engager le programme et sa traduction dans le cadre juridique et financier nécessaire à son exécution.

Cela passe par plusieurs actions préalables principales :

- consolidation des estimations de coûts à terminaison et planning sur la base d'un design suffisamment mature ;
- à la suite de la structuration du programme avec la création en 2022 d'une maîtrise d'ouvrage dédiée (Direction des Programmes Nucléaires), définition, en particulier, du schéma de financement, de régulation et de gouvernance sur lequel l'État et EDF ont vocation à s'engager ;
- si nécessaire, notification par l'État du dispositif de structuration du programme auprès de la Commission européenne au regard de la réglementation en matière d'aide d'État ;
- l'obtention des autorisations administratives dans un calendrier compatible avec celui du programme.

Risques relatifs aux EPR Sizewell C (Royaume-Uni)

Sizewell C et ses actionnaires, EDF et le gouvernement britannique, travaillent ensemble pour finaliser les étapes restantes menant à cette décision finale d'investissement attendue en 2025 sous réserve notamment du respect des conditions suivantes s'agissant du projet Sizewell C :

- la sécurisation du financement du projet, incluant la finalisation de la licence BAR et du GSP, et la finalisation du processus de recherche de financements supplémentaires auprès d'investisseurs privés en cours (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire ») ;
- un accord avec le gouvernement britannique sur le planning de référence et le coût à terminaison du projet ;
- l'obtention de l'ensemble des autorisations requises restantes, notamment celle concernant le contrôle des subventions.

La participation d'EDF au financement de la construction est soumise au respect de certaines conditions dont :

- une participation au capital de Sizewell C réduite à un niveau ne pouvant excéder 19,99 % ;
- la capacité à déconsolider le projet des états financiers du groupe EDF (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation) ;
- une rémunération du capital attendue, en tant qu'investisseur détenant une participation maximale de 19,99 %, conforme à la politique d'investissement d'EDF.

L'engagement d'EDF de financer Sizewell C jusqu'à la date de la FID est soumis à un plafond qui a été atteint en décembre 2023 sans aucune obligation de financer le projet au-delà.

La non-obtention de ces conditions (sans préjudice d'une allocation des risques satisfaisante) conduirait le Groupe à ne pas prendre la décision finale d'investissement.

Les principales actions pour créer les conditions favorables à la décision portent notamment sur :

- les travaux avec le gouvernement britannique pour finaliser les étapes menant à cette décision finale d'investissement. Le gouvernement britannique est désormais l'actionnaire majoritaire. En octobre 2024, le gouvernement britannique a confirmé que le processus de levée de l'*equity* et de la dette pour Sizewell C arriverait bientôt dans sa phase finale ;
- des travaux avec les acteurs de la chaîne d'approvisionnement afin de développer une stratégie contractuelle adaptée, intégrant notamment la stratégie de réplication ;
- une revue détaillée du coût et du planning, en prenant en compte le retour d'expérience du projet HPC.

Risques relatifs au projet Jaitapur (Inde)

À la suite de la remise d'une offre technico-commerciale engageante en avril 2021, EDF avec le soutien du gouvernement français, poursuit ses échanges avec les parties prenantes indiennes dans le cadre de la mise en place d'une *Special Task Force* demandée par les gouvernements respectifs, en vue de la fourniture de l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries pour six tranches de la technologie EPR. (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » »),

Il n'est pas prévu qu'EDF soit investisseur dans le projet. Le client NPCIL sera le chef de projet général et l'intégrateur en phase d'exécution, assumant notamment les risques de *licensing*, construction, montage et intégration globale.

Le projet présente le profil de risque d'un fournisseur de prestations d'ingénierie et de fournitures d'équipements. Sa valeur réside donc dans la matérialisation de la marge incluse dans le prix des prestations vendues. Comme tous les grands projets industriels complexes, ce projet présente pour le périmètre, sous la responsabilité d'EDF et de ses partenaires, des risques techniques, industriels et de maîtrise des coûts ainsi que du respect de jalons prédéfinis notamment au regard du modèle de revenus attendus. Au-delà du risque pays qui intègre notamment une dimension fiscale significative, les conditions liées au cadre de responsabilité civile nucléaire en Inde et la sécurisation du plan de financement du projet devront être levées avant la signature des contrats finaux.

Risques relatifs au projet Dukovany (République tchèque)

EDF est engagée dans le processus compétitif d'appel d'offres lancé formellement en mars 2022 en République tchèque par l'électricien ČEZ, sa société de projet Elektrárna Dukovany II et le gouvernement tchèque.

EDF a déposé trois offres engageantes portant sur le périmètre des études d'ingénierie, la fourniture d'équipements, la construction et la mise en service de 1 à 4 réacteurs EPR1200 pour les sites de Dukovany et Temelín ainsi que la fourniture du premier cœur combustible et de cinq recharges pour chaque unité : (i) une offre engageante conditionnée le 30 novembre 2022 ; (ii) une offre mise à jour engageante le 31 octobre 2023 et (iii) un supplément d'offre engageant, le 30 avril 2024, pour 1 à 4 unités EPR1200 (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » »).

Le 17 juillet 2024, le gouvernement tchèque a choisi le Sud-Coréen KHNP comme soumissionnaire préféré, engageant des négociations exclusives de *ČEZ* avec l'entreprise. EDF n'est toutefois pas formellement éliminée à ce stade, et son offre reste valide sachant qu'un changement de soumissionnaire préféré est possible au regard des règles de l'appel d'offres.

EDF a décidé de contester la sélection de KHNP au niveau national auprès de l'Autorité de la concurrence tchèque et auprès de la Commission européenne. Ces deux processus de recours sont en cours.

Dans l'hypothèse où la dernière offre d'EDF serait de nouveau considérée, EDF pourrait être amenée à actualiser son contenu, dans le cadre du processus compétitif, et ajuster éventuellement son exposition aux conséquences commerciales dans le cas d'un éventuel changement du niveau des risques (techniques, industriels, maîtrises des coûts et des délais).

c) Actions de maîtrise transverses

Nouvelle organisation des activités nucléaires

Une nouvelle organisation des activités nucléaires a été mise en place le 1er avril 2024 (voir la section 1.4.1.1.1 « Organisation et gouvernance nucléaire »).

Plan de vigilance et enjeux RSE

La maîtrise des projets prend en compte, conformément au plan de vigilance d'EDF, leurs impacts potentiels sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité sur l'ensemble de la chaîne de valeur, ainsi que les enjeux RSE de dialogue et de concertation avec les parties prenantes, de développement territorial, de développement des filières industrielles, d'éthique et de gestion responsable du foncier (voir le chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance »).

Actions de maîtrise spécifiques à Framatome et à Arabelle Solutions

La réussite des projets EPR, la compétitivité de la filière nucléaire en France et celle du Groupe dans son développement international, sont conditionnées par la qualité et le respect des clauses contractuelles dans la production par Framatome et Arabelle Solutions, d'études, de composants ou de services. La performance industrielle de ces entités est stratégique pour EDF en tant qu'exploitant nucléaire en France et au Royaume-Uni.

Framatome et Arabelle Solutions peuvent aussi exposer le Groupe à travers leurs activités en France comme à l'international, pour d'autres exploitants nucléaires qu'EDF ou encore d'autres clients. L'exposition du Groupe peut être notamment d'ordre financier (y compris le risque de contrepartie) ou réputationnel.

1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)

RÉSUMÉ

Le Groupe pourrait ne pas atteindre les objectifs d'exploitation de ses parcs nucléaires, en termes de sûreté et de disponibilité notamment en cas de réparations ou modifications sur le parc nucléaire français à la suite de contrôle ou de détection de défauts. Il pourrait aussi ne pas poursuivre l'exploitation de ses réacteurs au-delà de l'échéance prévue actuellement, voire ne plus être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance en France comme au Royaume-Uni. Le Groupe pourrait, par ailleurs, ne pas réussir à maîtriser, en coûts et délais, ses opérations de modifications du parc en exploitation pour poursuivre son exploitation (« Grand Carénage » en France) ce qui représente un risque majeur pour le Groupe.

Criticité : ■ ■ ■ Forte

a) Contexte

En France, le parc de réacteurs nucléaires actuellement exploités par le Groupe est très standardisé (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur son parc les améliorations effectuées sur les réacteurs plus récents et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement sur un réacteur, les mesures à prendre sur les autres. Le Groupe vise depuis plusieurs années à poursuivre l'exploitation de son parc nucléaire en France significativement au-delà de 40 ans.

À l'occasion des réexamens périodiques effectués lors des visites décennales (VD) et à la suite de l'accident de Fukushima au Japon, le Groupe a élaboré un important programme de travaux, appelé « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en 2015.

Le 15 décembre 2021, EDF a annoncé avoir détecté des phénomènes dits de « corrosion sous contrainte » sur des soudures de tuyauterie du circuit d'injection de sécurité (RIS) dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale de Civaux. Des défauts similaires ont été détectés dans d'autres centrales sur des circuits auxiliaires au circuit primaire principal. Le traitement de ce phénomène a engendré un programme de contrôle et de réparations ayant eu un impact sur la production nucléaire. Le programme de contrôle se poursuit nominalement.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des réacteurs du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 42 et 44 années calendaires pour les réacteurs avancés au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP) de Sizewell B. Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, la durée de fonctionnement des réacteurs RAG a été allongée de 7 ans environ en moyenne. L'objectif pour la centrale REP est de poursuivre son fonctionnement durant 20 ans après les 40 ans actuellement prévus (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »). Les deux réacteurs de Dungeness B ont été définitivement arrêtés en juin 2021, ceux de Hunterston B en novembre 2021 et ceux de Hinkley Point B en juillet et août 2022.

b) Risques principaux

Parc nucléaire en France

- La standardisation du parc a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs réacteurs ou à une génération ou encore à un palier de réacteurs (voir la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France »).
- Le Groupe pourrait être confronté à des réparations génériques ou des modifications lourdes et coûteuses à effectuer sur tout ou partie du parc. Des évènements ayant un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production pourraient également survenir et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.
- En particulier, la détection d'indications (dites de « corrosion sous contrainte ») évoquées ci-dessus a entraîné la mise à l'arrêt de réacteurs, afin de procéder à des contrôles étendus et de remplacer des portions de tuyauteries concernées par le phénomène. Le solde du programme de contrôle pourrait entraîner des réparations ciblées de remplacement.
- Pour chaque réacteur, lors des réexamens périodiques décennaux, EDF réalise des études et met en œuvre des modifications, en vue d'améliorer le niveau de sûreté et de démontrer l'aptitude de chaque réacteur à fonctionner 10 années supplémentaires. Après remise du rapport de conclusions du réexamen de chaque réacteur, l'ASN prend position sur les dispositions prises par l'exploitant et peut édicter des prescriptions complémentaires. Ces études portent notamment sur les équipements non remplaçables, à savoir les cuves des réacteurs et les enceintes de confinement, pour démontrer leur aptitude à assurer leur fonction pour les 10 années supplémentaires après la visite décennale.

Ces études, qui s'appuient sur les données disponibles en France, mais également à l'international [1] permettent de confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement visées mais peuvent également conduire à devoir adopter, le cas échéant, des mesures conservatoires complémentaires à prendre sur le parc existant, ce qui pourrait avoir des conséquences sur sa performance.

- Dans sa décision du 23 février 2021 sur la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 900 MWe, l'ASN considère que les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs, particulièrement ambitieux, du réexamen et que ces améliorations de sûreté ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe pour 10 ans au-delà de ce quatrième réexamen périodique moyennant la mise en œuvre de dispositions complémentaires. Ces nouvelles demandes induisent une augmentation des investissements et une charge industrielle supplémentaire de l'ordre de 25 % par rapport au programme initial déjà de très grande ampleur, augmentant le risque sur la capacité à faire des industriels dans les délais prescrits.
- Conformément au code de l'environnement, le rapport comportant les conclusions du réexamen au-delà de la 35e année de fonctionnement ainsi que la description des dispositions proposées par EDF sont soumis à une enquête publique à l'issue de laquelle l'ASN prend position sur la poursuite de l'exploitation du réacteur. Pour Tricastin 1, dont la VD4 (tête de série) s'est terminée par son recouplage le 23 décembre 2019, le rapport de conclusions de réexamen (RCR) a été remis à l'ASN en février 2020, et a fait l'objet d'une enquête publique du 13 janvier au 14 février 2022. La position de l'ASN sur la poursuite du fonctionnement de Tricastin 1 au-delà de son 4e réexamen périodique a été émise en 2023. À fin 2024, les VD4 de 21 réacteurs, Tricastin 1, Tricastin 2, Tricastin 3, Tricastin 4, Bugey 2, Bugey 3, Bugey 4, Bugey 5, Dampierre 1, Dampierre 2, Dampierre 3, Dampierre 4, Gravelines 1, Gravelines 2, Gravelines 3, Gravelines 4, Blayais 1, Blayais 2, Blayais 3, Saint-Laurent B2 et Chinon B1 sont terminées et la VD4 d'un réacteur Cruas 3 est en cours. Chacun des avis de l'ASN sur un réacteur est susceptible de comporter des demandes spécifiques en complément des prescriptions de l'avis générique avec un impact sur la charge industrielle et les coûts.
- En 2016, le Conseil d'administration a approuvé l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim, sans préjuger de la position de l'ASN sur les dispositions proposées par EDF réacteur par réacteur après chaque visite décennale. Le risque que l'ASN émette une objection à la poursuite d'exploitation d'un réacteur pour 10 années supplémentaires ne peut être écarté, mais une étape importante a été franchie avec l'avis générique rendu par l'ASN le 23 février 2021.
- La poursuite d'exploitation des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est un objectif industriel du Groupe. En 2021, le Conseil d'administration a approuvé l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 1 300 MW (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 1.3.4.1 « Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). Cette estimation comptable ne préjuge pas des positions de l'Autorité de sûreté nucléaire sur la poursuite d'exploitation, qui seront prises réacteur par réacteur après chaque visite décennale, comme prévu par la loi.
- Les études du 5e réexamen périodique du palier 900 MWe ont été lancées fin 2022 avec une tête de série prévue en 2029. Ces études intègrent l'enjeu majeur de l'adaptation au changement climatique et une vérification approfondie de la conformité des installations et des impacts potentiels liés au vieillissement.

  À l'issue de la consultation lancée fin octobre 2024 auprès du public, l'ASN a pris position le 10 décembre 2024 sur les orientations générales retenues par EDF pour ce 5e réexamen périodique, qu'elle considère pertinentes et cohérentes avec l'état actuel des connaissances. Ce 5e réexamen périodique doit permettre de consolider les améliorations importantes en matière de sûreté apportées aux réacteurs lors de leur 4e réexamen périodique et de renforcer la prise en compte des effets du changement climatique.

  À l'issue de l'instruction qu'elle poursuit, l'ASNR prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MWe pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5e réexamen.
- Les aléas potentiels du Grand Carénage incluent un éventuel retard dans l'instruction des autorisations requises pour l'engagement des opérations, notamment pour ce qui concerne les autorisations attendues de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire. Ils peuvent également concerner la fabrication et la livraison sur site des nouveaux équipements ou la réalisation des interventions sur les sites dans un contexte de forte densité d'opérations industrielles à mener concomitamment. De plus, les autorités compétentes pourraient émettre une objection à la poursuite de fonctionnement escomptée. Ces poursuites d'exploitation pourraient aussi être conditionnées à des demandes de ces autorités, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de poursuite d'exploitation de ses réacteurs ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissement. Ces évènements pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.
- Des risques d'écarts sur des composants, équipements ou parties d'équipements livrés par les prestataires et fournisseurs d'EDF (voir la section 7.1.5 « Litiges ») pourraient conduire, après analyse et si les écarts étaient confirmés, à une justification ou correction des écarts et, le cas échéant, à des prolongations d'arrêts du Parc nucléaire. Dans un courrier adressé le 26 mars 2024, l'ASN a rappelé à EDF ses attentes en matière de prévention et de lutte contre les contrefaçons, les falsifications et les fraudes dans les usines de fabrication d'équipements destinés aux centrales nucléaires. Ce courrier s'inscrit dans le cadre du plan d'action détaillé d'EDF, dans son courrier du 19 mars 2024, qui constitue une première étape jugée appropriée [2] (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »).

Parc nucléaire au Royaume-Uni

- Au Royaume-Uni, compte tenu des règles de sûreté nucléaire applicables et de la technologie des réacteurs RAG en particulier, EDF Energy pourrait ne pas obtenir de l'Office for Nuclear Regulation (ONR) les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses réacteurs nucléaires existants jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue (RAG) ou envisagée (Sizewell B), ou pourrait obtenir ces autorisations à des conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

(1) Six réacteurs aux États-Unis ont obtenu une licence d'exploitation jusqu'à 80 ans. Pour dix autres, la demande de renouvellement de licence jusqu'à 80 ans est en cours d'instruction (six autres sont prévus d'ici fin 2025) : *The Nuclear Regulatory Commission (NRC) staff has defined subsequent license renewal (SLR) to be the period of extended operation from 60 years to 80 years* (www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html).
(2) www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/contrefacons-falsifications-et-suspicions-de-fraude-l-asn-rappelle-ses-exigences-a-edf

- L'analyse en cours du vieillissement du graphite du RAG peut entraîner une indisponibilité prolongée ou un arrêt anticipé des réacteurs. La fissuration du graphite soumis à irradiation doit être surveillée attentivement, avec des inspections réalisées régulièrement, et contrôlées par l'ONR, pour garantir une connaissance suffisante du cœur afin de justifier la poursuite du fonctionnement. À la suite des décisions prises en août 2020 et novembre 2020, la centrale d'Hunterston B a été définitivement arrêtée en janvier 2022 et la centrale d'Hinkley Point B a été définitivement arrêtée en août 2022. À l'issue du réexamen des durées de vie des réacteurs RAG, sur la base des résultats des inspections du graphite et qui s'est conclu en décembre 2024, les dates prévisionnelles d'arrêt définitif de Heysham 1 et Hartlepool ont été reportées d'un an à 2027 +/-1 an. De même, les dates prévisionnelles d'arrêt définitif de Heysham 2 et Torness ont été reportées de 2 ans à 2030 +/-2 ans.
- Si un risque d'arrêt prématuré devait également survenir pour les autres centrales RAG une stratégie de retrait accéléré du combustible serait alors mise en place. Si cette stratégie devait être adoptée, elle pourrait nécessiter un réexamen de la valeur des actifs.
- Compte tenu du vieillissement du parc britannique et des difficultés techniques relatives au vieillissement du graphite, le niveau futur de production des réacteurs RAG actuellement en service reste très incertain.

Autres parcs nucléaires

- Pour les réacteurs nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Belgique, Chine), le Groupe est également exposé financièrement à des risques. Le Groupe peut être amené à contribuer à hauteur de sa participation à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des évènements pouvant avoir des impacts sur leur durée de fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France et au Royaume-Uni, des décisions des autorités de sûreté nucléaire de ces pays, impliquant des contrôles ou des travaux complémentaires, pourraient être prises, notamment dans l'exploitation du retour d'expérience international et pour traiter par anticipation les évènements potentiellement précurseurs. Le Groupe est également exposé sur la valeur de ses actifs.

Autres risques

- Par ailleurs, il ne peut pas être exclu que, malgré la qualité d'exploitation et les modifications effectuées sur ses installations nucléaires par le Groupe, certaines d'entre elles fassent l'objet de modalités particulières d'exploitation pour renforcer les marges de sûreté en exploitation sur l'initiative de l'exploitant nucléaire, responsable de la sûreté nucléaire, ou sur demande de l'Autorité de sûreté nucléaire.
- Enfin, un éventuel accident nucléaire grave à l'extérieur du Groupe, mais ayant des conséquences étendues dans le monde pourrait entraîner de la part des autorités de sûreté de nouvelles exigences de mise à niveau des réacteurs et applicables aux réacteurs du Groupe, et à ceux dans lequel le Groupe dispose d'une participation.

c) Actions de maîtrise

Les plans d'actions de ce risque sont portés par l'ensemble des équipes opérationnelles d'ingénierie et d'exploitation du parc nucléaire notamment dans le cadre du projet START 2025 et du Programme Grand Carénage (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »).

Le réexamen périodique effectué lors des visites décennales permet de renforcer le niveau de sûreté en prenant en compte, d'une part, les meilleures pratiques internationales et, d'autre part, l'état des installations, l'expérience acquise au cours de l'exploitation et l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

Le nombre élevé de VD4 réalisées chaque année (6 en 2023, 5 en 2024) et l'accroissement de la charge induite sur le tissu industriel font l'objet d'une démarche associant les principaux fournisseurs du parc en exploitation pour disposer d'une vision pluriannuelle de la charge et permettre à l'ensemble de la filière nucléaire de prendre les dispositions (en termes de ressources, modalités contractuelles, standardisation…) permettant de sécuriser la réussite du programme industriel du parc en exploitation.

Dans le cadre de la nouvelle organisation des activités nucléaires mise en place le 1er avril 2024 (voir la section 1.4.1.1.1 « Organisation et gouvernance nucléaire »), le Groupe met en œuvre des actions visant à permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des grands projets et répondre aux besoins des parcs nucléaires existants en France et au Royaume-Uni.

Concernant le phénomène de corrosion sous contrainte, EDF a soumis à l'ASN une stratégie de contrôle et de réparation de l'ensemble de ses réacteurs au regard du risque de corrosion sous contrainte (CSC), pour les années 2023-2025. L'ASN a pris position sur cette stratégie le 25 avril 2023 et a considéré ce calendrier approprié. EDF a transmis à l'ASN fin 2024 sa stratégie de suivi et de maintenance sur laquelle une position de l'ASN est attendue courant 2025.

À fin 2024, les contrôles des zones considérées comme les plus sensibles sont terminés et la campagne de remplacement systématique des tuyauteries les plus sensibles des paliers 1300 P'4 et N4 est terminée. Les contrôles des autres zones vont se poursuivre et, selon leur résultat, pourront donner lieu à des réparations. En 2025, le programme de contrôles des réacteurs va se poursuivre avec un volume de contrôles proche de celui de 2024.

La production nucléaire en France en 2024 a été de 361,7 TWh (*vs* 279 TWh en 2022, au plus fort des impacts des chantiers CSC).

Voir également la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation », le paragraphe « Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires ».

Au Royaume-Uni, la maîtrise du risque repose en outre sur :

- des interactions en cours avec le régulateur concernant les dossiers de sûreté relatifs à la durée de vie des installations, l'évaluation par le régulateur et les exigences associées aux autorisations ;
- le programme de management du graphite et de surveillance de son vieillissement sur le parc RAG, avec de fréquentes inspections graphite, en particulier sur Heysham 2 et Torness ;
- le programme d'exploitation à long terme de Sizewell B pour gérer la production du dossier de justification en appui à la décision relative au programme d'investissement requis pour la prolongation de la durée d'exploitation ;
- le réexamen, en tant que de besoin, de la durée de vie des réacteurs RAG et les actions de préparation du retrait du combustible en cas de fermeture anticipée ;
- des stratégies de surveillance et de maintenance préventives des installations pour permettre une prise en compte précoce des problèmes pouvant entraîner une perte de production.

1C – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé à des risques de défaillances ou d'atteintes à son patrimoine matériel ou immatériel, incluant son système d'information. Ces risques peuvent notamment provenir d'actions malveillantes, y compris cyber.

Criticité : ■ ■ ■ Forte

a) Atteintes au patrimoine

Risques principaux

Le patrimoine du Groupe est constitué de ses personnels, des actifs matériels et immatériels. Les installations ou actifs exploités par le Groupe, ou ses salariés, pourraient constituer des objectifs pour des actes de malveillance de toute nature. Ces actes pourraient avoir des conséquences négatives sur l'activité opérationnelle, la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe. Le Groupe serait contraint à des investissements ou des coûts additionnels si les lois et réglementations relatives à la protection des sites sensibles et infrastructures critiques devenaient plus contraignantes.

Actions de maîtrise

L'importance particulièrement vitale de la production du Groupe et son statut ont conduit progressivement à mettre en place un dispositif sur l'ensemble de la chaîne sécuritaire de la détection à l'intervention protectrice en passant par le diagnostic, la dissuasion et la prévention.

Ce dispositif est structuré par :

- une tête de filière intégrant sécurité et intelligence économique. La Direction de la Sécurité et de l'Intelligence Économique assure une fonction permanente et exclusive d'animation, de coordination, d'appui/conseil, de sensibilisation et d'information dans le domaine de la Sécurité auprès des Directions, entités et filiales du Groupe en lien avec les services de l'État concernés. Cette direction est l'interlocuteur des autorités de tutelle pour l'ensemble des activités associées à la Défense nationale ;
- un Directeur de la Sécurité et de l'Intelligence Économique systématiquement détaché par le ministère de l'Intérieur, ainsi qu'un officier de la Gendarmerie ;
- un maillage fort au sein des métiers avec les responsables et les pilotes de sécurité du patrimoine (RSP et PSP) et des missions sécurité ou de protection de métiers ou de filiales.

Ce dispositif est fondé sur la politique Sécurité du patrimoine face à la malveillance pour prévenir les risques et en limiter les impacts en cas d'agression. Cette politique repose sur les principes fondamentaux suivants :

- la conformité aux lois et règlements ainsi qu'aux règles éthiques du Groupe ;
- la mise en place de mesures de sécurité proportionnées aux risques, dans un triple souci de coordination, de cohérence et d'efficience ;
- une forte implication dans l'animation managériale et une contribution de l'ensemble des collaborateurs du Groupe ;
- l'intégration de la sécurité du patrimoine dans les processus de pilotage du Groupe.

Elle est complétée par des procédures relatives à la protection des personnes, des actifs immobiliers, des actifs immatériels, des instructions et un outil informatique permettant de collecter les incidents de sécurité.

En 2024, les principales actions au titre de la protection du patrimoine sont :

- préparation à la déclinaison des directives NIS V2 (Network & Informations Security) en lien avec l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information et REC (résilience des entités critiques) en lien avec notre autorité de tutelle ;
- mise en conformité avec les évolutions de la réglementation PCMNIT (protection et contrôle des matières nucléaires, de leurs installations et de leur transport) ;
- mise en place d'un Comité directeur de la filière sécurité composé des Responsables de Sécurité du Patrimoine de niveau Comité exécutif ;
- animation des Responsables de Sécurité du Patrimoine, une formation des nouveaux Responsables de Sécurité du Patrimoine, des appuis à la demande (ex. : sécurité de locaux, projet à l'étranger et sécurité…) et des animations sur les sujets d'actualité ;
- élaboration de revues de sécurité des entités pour présentation d'une synthèse en Comité exécutif ;
- refonte des référentiels sécurité des bâtiments tertiaires clarifiant la gouvernance et proposant un outil d'autoévaluation des sites ;
- organisation de séminaire sur la menace interne ;
- intervention dans les métiers d'actions de sensibilisation avec la DGSI : risque cyber, radicalisation… ;
- action de sensibilisation des équipes projets aux mesures de sécurité des Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024 ;
- prise en compte des dossiers « Sécurité du patrimoine » dans les développements des applications SI.

b) Défaillance des systèmes d'information dont attaques cyber

Risques principaux

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples, interconnectés et complexes indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, à la préservation de son patrimoine humain, industriel et commercial, à la protection des données personnelles (clients et salariés), et devant s'adapter à un contexte en forte évolution (transition numérique, nouveaux modes de travail partagé en entreprise étendue avec les fournisseurs, évolution de la réglementation, développement du télétravail, etc.).

Les systèmes d'information ainsi que les données qu'ils hébergent ou véhiculent, à l'instar des autres actifs du Groupe, pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces systèmes pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et/ou aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et entraver plus ou moins fortement les activités métier. Le Groupe est contraint à des investissements ou des coûts additionnels lorsque les lois et réglementations relatives à la protection des sites sensibles et infrastructures critiques deviennent plus contraignantes.

La fréquence et la sophistication des incidents de piratage des systèmes d'information ou de corruption des données sont au niveau mondial en augmentation. L'impact d'une agression malveillante – ou de toute autre défaillance provoquant une indisponibilité des systèmes d'information – peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe.

Actions de maîtrise

La politique Sécurité du Patrimoine face à la malveillance, porte des exigences relatives à la classification et la protection des informations. L'instruction Informatique et Liberté décline les exigences du RGPD concernant la protection des données personnelles. La politique Sécurité des systèmes d'information décline ces exigences sur les systèmes d'information et les données qu'ils contiennent afin de prévenir les risques liés à la cyber-malveillance et d'en limiter les impacts en cas d'incident. Une charte des Ressources informatiques et télécommunications s'applique à tous les utilisateurs (salariés ou partenaires) des SI EDF SA. Elle est intégrée au règlement intérieur de la Société.

L'application de ces politiques se traduit par :

- une gouvernance de la cybersécurité au plus haut niveau du Groupe, auprès du Comité exécutif et du Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration ;
- un dispositif de conformité constitué, d'un suivi de maturité de l'application du référentiel cybersécurité du Groupe, du contrôle interne et d'un plan d'audit cyber, tant sur des infrastructures que sur des systèmes d'information métiers ;
- des moyens opérationnels reposant sur des services et compétences dédiés à la cybersécurité contribuant à : l'analyse de la menace, la veille et qualification des vulnérabilités, les plans de remédiation, la cybersurveillance, les investigations, la levée de doute et la réponse à incident.

Ces dispositions sont complétées par des formations à la sécurité SI adaptées aux différents profils (utilisateurs, chefs de projets, développeurs d'applications, responsables sécurité SI…) et des campagnes de sensibilisations régulières sont proposées aux salariés.

En 2024, les principales actions déployées en matière de cybersécurité, de protection du patrimoine immatériel, et plus généralement de résilience de l'entreprise face aux risques d'atteinte aux systèmes d'information, sont :

- adaptation de l'évaluation du risque et des moyens de contrôle dans la filière cybersécurité ;
- renforcement de la cybersurveillance notamment sur les systèmes les plus critiques ;
- amélioration de l'efficacité des moyens de détection ;
- réalisation de campagnes de faux *phishing* sur le périmètre d'EDF (salariés et prestataires) avant les Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024 ;
- mise à disposition d'outils d'acculturation comme l'e-learning D-Code Cyber à destination des salariés du Groupe ;
- l'amélioration et l'industrialisation des capacités de réponses en cas d'attaque réussie : adaptation de la gestion de crise, renforcement l'anticipation notamment sur la reconstruction après incident ;
- renouvellement de l'assurance cyber Groupe.

Au 1er janvier 2025, les compétences cyber des fonctions centrales seront regroupées, permettant une maîtrise globale et homogène des processus et l'appui du Groupe, tout en maintenant un maillage de proximité avec les métiers.

1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux risques relatifs à la santé et à la sécurité au travail, pour son personnel et ses prestataires.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Le patrimoine humain et les compétences qui y sont associées, constituent un enjeu de premier ordre pour le Groupe et ses prestataires. La nature industrielle et la diversité des activités du Groupe renforcent le caractère fondamental du respect des règles en matière de santé et de sécurité et de la prise en compte des différents risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenant dans les installations industrielles du Groupe pour préserver la sécurité et la santé au travail.

Le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu des domaines d'activité du Groupe, y compris sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Or, la survenance de tels évènements pourrait donner lieu à des actions en justice y compris pénales à l'encontre du Groupe et, le cas échéant, à des sanctions pénales et/ou au paiement de dommages et intérêts qui pourraient s'avérer significatifs.

b) Actions de maîtrise

Le Groupe met en œuvre les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à la santé et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère prendre les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants.

Chaque entité du Groupe porte des plans d'actions visant à améliorer en permanence la sécurité et la santé au travail. Des actions sont également menées à l'échelle du Groupe : définition et promotion des règles vitales et du cadre de référence BEST – Bâtir ensemble l'excellence en santé sécurité au travail – pour le management de la santé sécurité, organisation d'un temps d'arrêt le 17 octobre 2024 pour mener, dans chaque équipe, des réflexions collectives visant à améliorer et renforcer les plans d'action sécurité sur le terrain (voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur »).

1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé à la bonne exécution et la pérennité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles avec ses fournisseurs ainsi qu'au risque de volatilité des prix, au risque de disponibilité (rupture ou tension d'approvisionnement), au risque logistique relatifs aux matières, matériels ou prestations qu'il achète pour les besoins de ses métiers. Ces risques peuvent être exacerbés par les crises et les conflits, tel le conflit russo-ukrainien, opposant les nations ou les blocs de nations entre elles, notamment quand des sources importantes de matières premières ou des moyens de production essentiels pour la continuité d'approvisionnement du Groupe ou de ses partenaires industriels sont situés dans les territoires concernés.

Criticité : ■■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Accès à des matières ou produits critiques pour le Groupe

Les besoins du Groupe en matières ou produits critiques peuvent concerner des marchés à surface réduite ou à tensions croissantes, notamment du fait de la structure et de l'évolution de l'offre industrielle ou de l'accroissement de la concurrence des nouveaux usages. Cette tension est due notamment aux besoins croissants des systèmes d'information et aux besoins des acteurs de l'énergie, en particulier, ceux liés à la transition climatique. Ces tensions sur les marchés peuvent renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques et entraîner une diminution de l'offre par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. Ce risque est actuellement accru en raison de tensions inflationnistes sur le prix des matières premières ou des composants nécessaires aux opérations.

Le Groupe fait appel, essentiellement dans les domaines de la production, nucléaire, hydraulique ou renouvelable, du stockage ou de la mobilité électrique, à des technologies qui nécessitent des matières ou des éléments dont l'accès peut représenter un enjeu fort [1]. La rareté ou les conditions d'accès à certaines matières premières peuvent être rendues critiques pour le Groupe en raison de limitations d'ordre géologique, géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, particulièrement dans un contexte de transition énergétique. Certaines situations de crise telles que la crise sanitaire Covid, peuvent également accentuer ou générer des difficultés d'accès à certains produits, matières ou services nécessaires aux activités du Groupe et rendre particulièrement complexe l'exécution de certaines prestations, voire conduire à différer leur réalisation. Le développement notamment lié au stockage, à la croissance des énergies renouvelables et à la pénétration de l'électricité bas carbone, pourrait générer des difficultés d'accès à certaines matières : lithium pour batteries, terres rares ferromagnétiques pour l'éolien, indium ou sélénium pour le solaire. Ces difficultés pourraient limiter la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de développement. De plus, la maîtrise des conditions d'extraction, de transformation, de conditionnement ou de mise à disposition des matières premières ou semi-ouvrées pour les besoins du Groupe, peut faire l'objet de dispositions appelant à une maîtrise des exigences réglementaires et un devoir de vigilance renforcés.

Les panels de fournisseurs

Le Groupe dépend actuellement, pour certains domaines, d'un nombre limité d'acteurs industriels disposant de compétences spécifiques et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice de la concurrence sur ces marchés où EDF est acheteuse. Elle crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques. Au-delà des grands groupes, ce sont les petites et moyennes entreprises françaises qui représentent l'essentiel du tissu industriel de fournisseurs. La tendance à une fragilisation sur le plan financier, observée depuis une dizaine d'années et alimentée par la succession des crises internationales, perdure, bien que les faillites, limitées en nombre, se soldent en général par une reprise et une opportunité de redynamisation.

Relations contractuelles et partenariats

Les relations avec les partenaires associés à EDF dans la réalisation des projets peuvent également être source de difficultés. Les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des impacts sur la conduite de certaines activités du Groupe et des projets compte tenu des matières nécessaires, technologies et des partenariats mis en œuvre.

Ces risques peuvent être exacerbés par les conflits opposant les nations ou les blocs de nations entre elles et notamment, à date, le conflit ukrainien, quand dans les territoires concernés sont situés des sources importantes de matières premières ou des moyens de production essentiels pour la continuité d'approvisionnement du Groupe ou de ses partenaires industriels.

b) Actions de maîtrise

En 2021, le Groupe a adopté une nouvelle politique Fournisseurs qui a pour objectif de sécuriser les objectifs de performance des projets en assurant qu'ils puissent s'appuyer sur des panels de fournisseurs répondant aux besoins et en dérisquant les situations de défaillance fournisseurs, de crise qualité ou de blocage contractuel.

Dans le cadre de la nouvelle organisation des activités nucléaires mise en place le 1er avril 2024 (voir la section 1.4.1.1.1 « Organisation et gouvernance nucléaire »), le Groupe met en œuvre des actions concernant notamment le renforcement des compétences de la filière (plan soudage et actions en lien avec les structures professionnelles et de l'éducation), l'amélioration des processus de sélection et qualification des fournisseurs, en intégrant les droits de travailleurs et les droits humains (voir la section 3.3.3 « ESRS S2 - Travailleurs de la chaîne de valeur » et plus généralement l'ensemble des enjeux RSE. Ces actions comportent aussi le développement de relations contractuelles plus partenariales. Dans ce cadre, le Groupe a mis en place depuis 2021, pour le domaine nucléaire, un « plateau politique Fournisseurs » destiné à coordonner les actions des entités impliquées dans la relation avec les fournisseurs. Le GIFEN [2] est également un acteur essentiel en tant que relais de la politique industrielle du Groupe.

Concernant les contrats passés par le Groupe avec les fournisseurs d'équipements ou de services, une contractualisation et une gestion des contrats conclus améliorée, notamment par la mise en œuvre à chaque étape d'actions de vigilance, constituent un enjeu majeur de maîtrise des opérations, des délais et des coûts associés.

La fonction *Contract Management*, animée par la Direction du *Contract Management*, vise à améliorer la gestion des risques et à créer des opportunités dans la gestion des contrats. Cette fonction fait intervenir des *Contract Managers* des directions tout au long du processus contractuel. Elle constitue une ligne de défense supplémentaire dans le management des contrats, en lien avec la tête de Groupe et les directions.

(1) Le thème de l'approvisionnement en uranium n'est pas considéré ici. Il est abordé dans le risque 2B « Maîtrise du cycle du combustible ».
(2) Le Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire, créé en octobre 2018, a pour vocation de rassembler tous les acteurs de l'industrie nucléaire française pour assurer l'attractivité de la filière et en entretenir les compétences.

En réponse aux dispositifs réglementaires et législatifs adoptés par certains pays dont les États-Unis et la Chine, et afin d'assurer sa conformité à ces lois et décisions, le groupe EDF (EDF, NNB, Framatome, etc.) a pris des mesures de sauvegarde notamment dans le cadre de l'organisation de ses projets nucléaires, en particulier au Royaume-Uni.

1F – Atteinte à la sûreté hydraulique

RÉSUMÉ

Les ouvrages hydroélectriques exploités par le Groupe présentent des risques aux conséquences potentiellement graves pour les populations, les biens et l'environnement, avec un impact financier et réputationnel pour le Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages.

a) Risques principaux

Les ouvrages hydrauliques du Groupe présentent des risques spécifiques aux conséquences potentiellement très graves : rupture, débordement lors de crue, manœuvres d'exploitation.

b) Actions de maîtrise

La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur. Elle comporte trois activités principales :

- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydroélectrique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, en France, principalement des Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 67 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière mise en œuvre par le préfet compétent ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulières de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur l'état des barrages exploités. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

De plus, pour chacun des « grands barrages », au titre de la réglementation française, une étude de danger comprenant un examen exhaustif est réalisée tous les 10 ou 15 ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Cet examen nécessite une vidange ou une inspection des parties immergées avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (Service de contrôle et de sécurité des ouvrages hydrauliques au sein de chaque DREAL).

Au niveau organisationnel, l'inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique (voir la section 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique »). Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site internet du Groupe.

1G – Risque de déséquilibre offre/demande au périmètre d'EDF

RÉSUMÉ

Une moindre production du parc nucléaire conjuguée notamment avec un retour massif des clients des fournisseurs alternatifs vers EDF peut créer un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité du périmètre d'EDF qui pourrait se traduire par des besoins d'achats importants sur les marchés de gros. Une telle situation pourrait entraîner des conséquences financières pour le Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

Le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité au périmètre EDF pour l'hiver 2024-2025 est en baisse par rapport aux deux hivers précédents en raison notamment d'une meilleure disponibilité hivernale prévisionnelle des centrales nucléaires d'EDF et du maintien de l'effet sobriété observé depuis l'été 2022 sur la consommation.

L'amélioration de la disponibilité résulte notamment de la résorption progressive de l'impact des chantiers de réparation des circuits présentant des défauts de corrosion sous contrainte. De plus, malgré des incertitudes persistantes sur le contexte géopolitique, les prix de marchés ont diminué, ce qui réduit l'impact d'éventuels achats d'électricité sur les marchés par EDF en cas d'aléa sur la production.

Compte tenu de la thermo-sensibilité de la consommation d'une partie des clients d'EDF, une situation de déséquilibre pourrait principalement survenir pendant un épisode de grand froid, et serait aggravée, le cas échéant, en situation de faible vent affectant la production éolienne et la liquidité des marchés court terme. Ce risque n'est donc pas anticipable au-delà de quelques jours, en fonction des prévisions météo.

b) Risques principaux

En cas de déséquilibre avéré, EDF peut être amenée à acheter sur les marchés court terme des volumes d'énergie très importants à des prix très élevés. Si la liquidité des marchés est insuffisante pour permettre à EDF de réaliser les achats nécessaires à son équilibrage, les risques financiers sont majorés car dépendants du prix de règlement des écarts d'équilibre, qui peuvent être bien plus élevés que les prix des marchés. Des conséquences sont aussi possibles en termes d'image si un déséquilibre de l'offre-demande France conduisait à des délestages et que ce déséquilibre pouvait être attribué à un déséquilibre du portefeuille EDF. La probabilité d'occurrence d'un tel déséquilibre est cependant en forte baisse par rapport à l'hiver 2022-2023.

c) Actions de maîtrise

La maîtrise par RTE du risque de déséquilibre grave production/consommation est basée sur la conception et la mise en place de règles et de mécanismes de marché : mécanisme de capacité, organisation responsable d'équilibre/mécanismes d'ajustement, appel d'offres). De plus, RTE dispose de leviers « postmarché » : interruption de grands sites industriels (contre rémunération), recours à des contrats de secours auprès des autres gestionnaires de réseaux européens, réduction de la tension, etc. Ce n'est que lorsque l'utilisation de l'ensemble de ces leviers s'avère insuffisante que RTE peut avoir recours à des délestages ciblés et tournants de consommation. Les leviers post-marché et le délestage ciblé ne doivent pas être assimilés à des *blackouts*, ils visent au contraire à en empêcher la survenue. RTE a mis en place le système EcoWatt d'incitation à la réduction volontaire de la consommation à certains moments clefs. Enfin, RTE a défini et mis en œuvre les moyens permettant de limiter l'ampleur des incidents en termes d'étendue et de délai de retour à la normale (plan de défense, qui peut aussi conduire à des délestages ciblés, plan de reconstitution du réseau, exercices de crise). EDF contribue à la maîtrise de ce risque au-delà de ses obligations réglementaires et de sa responsabilité de gestionnaire d'équilibre, au travers de son engagement à répondre aux appels d'offres de RTE pour la constitution des réserves, à contractualiser avec RTE pour permettre une planification coordonnée des arrêts de groupes de production et des interventions sur le réseau et à contribuer au bon fonctionnement du mécanisme de capacité. Dans le cadre de la préparation de l'hiver, EDF a identifié, conformément à ses processus habituels, les leviers à mettre en place pour maîtriser ce risque, en agissant tant sur la production que sur la demande. Afin de maximiser la production disponible en hiver, EDF a notamment optimisé le planning des arrêts de tranches nucléaires, en anticipant ou en retardant les arrêts pour libérer autant que possible les semaines de forte demande.

1H – Risque de *black-out*

RÉSUMÉ

Un *black-out,* c'est-à-dire un incident réseau électrique généralisé, sur un territoire desservi par le Groupe pourrait avoir des conséquences sur les activités, la situation financière et la réputation du Groupe.

Criticité : ■ Modérée

a) Risques principaux

Le Groupe pourrait être confronté à un *black-out*, un incident réseau généralisé, d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'évènement l'ayant causé se produisait sur un réseau non exploité par EDF ou était imputable à un tiers.

À la différence du risque de déséquilibre entre l'offre et la demande, les causes potentielles d'un black-out résultent de phénomènes à dynamique rapide : rupture accidentelle d'alimentation ou d'acheminement, ruptures en cascade sur le réseau de transport, problèmes d'interconnexion. L'initiateur est généralement une panne importante d'un équipement essentiel de transport ou plus rarement de production, dans des circonstances particulières et aggravantes, qui génère par sollicitation des protections automatiques la mise hors service rapide d'une partie significative du système électrique.

De telles ruptures d'alimentation non prévisibles pourraient créer une grande désorganisation de tout ou partie du pays, pour une durée potentielle de plusieurs heures. Un *black-out* pourrait ainsi avoir un impact négatif sur la réputation du Groupe auprès de ses clients et l'ensemble de ses parties prenantes et sur sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

La maîtrise de ce risque est au cœur de la mission de RTE, responsable 24h/24 du pilotage du système électrique français et de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France, en particulier en temps réel. Les moyens mis en œuvre par RTE s'inscrivent dans le cadre défini par les pouvoirs publics et dans le respect des politiques communes aux gestionnaires de réseau de transport européens et établies dans le cadre de l'ENTSOE (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*).

La contribution d'EDF à la maîtrise du risque, au-delà de ses obligations réglementaires et conformément au contrat de service public et à sa responsabilité de gestionnaire d'équilibre, réside dans son engagement à :

- répondre aux appels d'offres de RTE pour la constitution des réserves ;
- contractualiser avec RTE pour permettre une planification coordonnée des arrêts de groupes de production et des interventions sur le réseau ;
- garantir la conformité des performances de ses centrales et des automatismes associés aux normes et engagements contractualisés entre EDF et RTE.

1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité

RÉSUMÉ

Le Groupe exploite des installations à l'égard desquelles des évènements, chroniques, incidentels ou accidentels pourraient avoir des conséquences graves sur l'environnement humain ou naturel, notamment en matière de biodiversité et de capital environnemental (air, sols et eau).

Criticité : ■ Modérée

a) Risques principaux

Le Groupe exploite ou a exploité, des installations qui, dans le cadre de leur fonctionnement ou de leur démantèlement, peuvent être à l'origine d'évènements chroniques ou incidentels, ou d'accidents industriels donnant lieu à des impacts environnementaux (risques de pollution de l'air, des sols, de l'eau) ou sanitaires.

Ce risque fait l'objet de compléments dans le chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance ».

- Toutes les installations et tous les projets du Groupe sont concernés par les questions de maîtrise des pollutions potentielles ou d'atteinte à la biodiversité. Les principales thématiques portent sur les prélèvements d'eau, sur les rejets liquides (pollutions, températures), et sur les rejets gazeux (poussières, sOx, nOx) en lien avec le changement climatique, la protection de la biodiversité et la maîtrise de la production de déchets. C'est le cas en particulier en France où EDF est utilisateur de ressources foncières ou naturelles de première importance. L'enjeu est d'autant plus important que la transition énergétique et les évolutions réglementaires introduisent des exigences renforcées en matière de protection de la biodiversité, de maîtrise des pollutions, et plus généralement de maîtrise de l'ensemble des impacts sur le patrimoine environnement.
- Le Groupe exploite environ 40 installations classées Seveso au titre de la Directive européenne pour la prévention et la gestion des risques industriels majeurs. Il s'agit essentiellement d'installations de stockage ou d'entreposage de fioul, de gaz ou de produits chimiques. L'impact d'une défaillance de la sécurité industrielle peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière ou juridique en lien avec le devoir de vigilance, sur le patrimoine environnemental ou la réputation du Groupe. Une telle défaillance pourrait remettre en cause la capacité du Groupe à répondre à ses enjeux RSE.
- De plus, les installations du Groupe peuvent être situées dans des zones industrielles où existent d'autres activités présentant le même type de risques. Des accidents survenant dans des installations voisines, relevant d'autres exploitants et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les installations du Groupe.

Les mesures prises pour la sécurité industrielle et la maîtrise de ces risques peuvent ne pas s'avérer pleinement efficaces, ce qui pourrait avoir des conséquences sur les personnes, les biens et l'environnement. La responsabilité du Groupe pourrait être engagée.

Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer insuffisantes en cas d'accident majeur, et le Groupe pourrait être dans l'incapacité dans la durée de maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement complémentaire dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ». Les risques spécifiques aux installations hydrauliques sont détaillés dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle ».

b) Actions de maîtrise

- Les études de maîtrise de risques sont réalisées sur chaque site industriel. Elles intègrent les impacts potentiels sanitaires ou environnementaux : respect de la réglementation, actions d'amélioration continue de prévention et de protection dans le domaine des sols, de l'eau, de l'air et des effets potentiels sur la santé. Ces études et actions de maîtrise sont réinterrogées *a minima* tous les 10 ans lors des contrôles périodiques. Elles sont aussi réinterrogées lors des évolutions notables des installations ou de leur mode de fonctionnement, qui peuvent nécessiter une mise à jour de l'étude de maîtrise des risques et de l'impact potentiel sur l'environnement.
- Les études de risques et les actions de maîtrise intègrent, lorsque c'est nécessaire, des mesures ERC (évitement, réduction, compensation).
- Des dispositions de surveillance et de contrôle de sécurité des installations sont mises en œuvre en interne dans le cadre de programmes dédiés mais aussi par les services déconcentrés de l'État lors d'inspection.
- Le retour d'expérience est pris en compte dans les études de risques et les actions de maîtrise. À titre d'exemple, le retour d'expérience de l'incendie survenu le 26 septembre 2019 à l'usine Lubrizol, classée Seveso, de Rouen a été intégré dans les analyses. Ainsi, les arrêtés complémentaires post-Lubrizol relatif aux stockages des liquides inflammables et aux matières toxiques sont mis en œuvre dans les installations ICPE du Groupe.
- Le réseau RIN (risques industriels et naturels) au sein d'EDF s'assure du suivi, de l'appropriation et de l'intégration des nouvelles exigences sur les sites.
- Le Groupe mobilise, par ailleurs, des ressources importantes en faveur de la biodiversité à travers ses engagements de responsabilité sociétale d'entreprise relatifs à la préservation des ressources de la planète (voir la section 3.2 « Informations environnementales »).

2.2.2 Risques spécifiques aux activités nucléaires

2A – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés

RÉSUMÉ

Les provisions constituées par le groupe EDF pour couvrir les charges liées aux opérations de démantèlement des installations nucléaires en France ainsi que pour le traitement et le stockage ultime des déchets radioactifs, y compris les déchets à vie longue issus du traitement des combustibles usés et de la déconstruction, sont exposés à des risques (techniques, de coût et de planning) susceptibles de les remettre en cause. Afin de maîtriser ces risques, EDF a mis en place une organisation dédiée pour porter les projets de démantèlement et de gestion des déchets, couverts par ces provisions. L'audit de 2020-2021 de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) sur le démantèlement des installations arrêtées ainsi que l'inspection de l'ASN de 2021 sur le management des projets de démantèlement des réacteurs UNGG, ont conforté à la fois les scénarios étudiés et la pertinence de l'organisation et du management des projets mis en place par EDF. Toutefois, plusieurs facteurs exogènes susceptibles d'impacter les charges de démantèlement et de gestion à long terme des déchets demeurent, notamment : le risque d'inflation, les tensions sur le tissu industriel et les compétences, l'évolution éventuelle de la fiscalité Cigéo, etc. Ces facteurs de risques pourraient avoir un impact défavorable sur les charges estimées, nécessitant de revoir à la hausse des provisions associées ainsi que les actifs dédiés destinés à les couvrir, avec un impact négatif sur le cash-flow, les résultats et les perspectives du Groupe. En outre, ces opérations doivent répondre à l'enjeu de la RSE relatif à la gestion des déchets et à l'économie circulaire.

Criticité : ■ ■ *Intermédiaire*

a) Démantèlement des installations à l'arrêt définitif

En France, le Code de l'environnement impose à tout exploitant d'installations nucléaires de base d'évaluer, de manière prudente, les charges de démantèlement de leurs installations ainsi que les charges de gestion de leurs combustibles usés et déchets radioactifs, incluant les charges de transport hors site. La loi impose également de constituer des provisions correspondant à ces charges et d'affecter, à titre exclusif, à la couverture de ces provisions les actifs nécessaires, également appelés « actifs dédiés ». Cette obligation s'applique aussi bien aux installations déjà arrêtées, dès lors que leur démantèlement n'est pas achevé et leur déclassement prononcé par l'autorité, qu'aux installations en fonctionnement, dans la perspective de leur démantèlement futur.

Actuellement, les opérations de démantèlement des installations nucléaires d'EDF en France (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ») concernent principalement des réacteurs qui ont été construits, exploités puis définitivement arrêtés. Ces opérations portent sur quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteurs modérés au graphite et refroidis au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint-Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz A et Fessenheim).

Au Royaume-Uni, deux réacteurs de Dungeness ont été définitivement arrêtés en juin 2021, ceux de Hunterston B en novembre 2021 et janvier 2022 et ceux de Hinkley Point B en juin et août 2022. En vertu des accords conclus lors de la restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. seront supportés par le Nuclear Liabilities Fund (NLF) et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »). En juin 2021, un accord a été conclu avec le gouvernement britannique (BEIS), qui précise le rôle d'EDF Energy pour la phase d'évacuation du combustible, comment et quand les coûts seront recouvrés, et les conditions selon lesquelles les centrales seront transférées au gouvernement. Cet accord met à jour le *Nuclear Liabilities Fund Agreement* (NLFA).

Risques principaux

- Les opérations de démantèlement en cours en France constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible, voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience.
- Par construction, toute provision par rapport à une dépense future présente un risque, qui peut être lié notamment à des évolutions de contexte administratif, réglementaire, technique, économique, etc.
- Ces incertitudes et aléas pourraient conduire à des révisions des montants provisionnés. Les provisions constituées pourraient ne pas couvrir les coûts effectivement constatés le moment venu. Ainsi, au Royaume-Uni, les accords en vigueur prévoient que les dépenses liées au déchargement et à l'évacuation du combustible pour être couvertes par le NLF, soient justifiées par EDF Energy et approuvées par le Gouvernement ; à défaut, elles resteraient à la charge d'EDF Energy.
- Concernant les centrales nucléaires dont EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Chine et Belgique), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

Actions de maîtrise

- Pour le démantèlement actuel et futur des installations nucléaires en France ainsi que la gestion à long terme des déchets, EDF a mis en place une organisation dédiée pour définir, en termes techniques, de coût et de délai, les projets couverts par les provisions prescrites par la loi.
- Le retour d'expérience acquis sur le démantèlement quasi achevé du REP de Chooz A, ainsi que les éléments issus des études de Fessenheim et des premiers éléments de la préparation au démantèlement des réacteurs de ce site, permettent de rendre robustes autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs du démantèlement du parc nucléaire d'EDF actuellement en fonctionnement.
- Le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes à l'établissement des provisions (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », la note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). Ces éléments sont notamment exposés dans le rapport triennal, établi par EDF en application du Code de l'environnement, décrivant l'évaluation des charges de démantèlement et de gestion des déchets, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions correspondant à ces charges et les choix retenus en ce qui concerne la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture de ces provisions. Ce rapport, ainsi que son document d'actualisation annuel, sont soumis à l'évaluation de l'autorité compétente (DGEC).

- Le montant des provisions, conformément au Code de l'environnement, fait l'objet d'un contrôle par la DGEC, qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions.
- L'audit de 2020-2021 de la DGEC sur les installations arrêtées (hors REP) ainsi que l'inspection de l'ASN de 2021 sur le management des projets de démantèlement des réacteurs UNGG ont conforté à la fois les scénarios étudiés et la pertinence de l'organisation et du management des projets de la Direction des Projets Déchets et Démantèlement, en concluant que « *le processus de chiffrage et de révision annuelle est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine. Les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité* ».
- La gouvernance en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires a été renforcée par l'élaboration d'une politique Groupe, validée par le Conseil d'administration du 30 juin 2021, et la création en 2021 d'une fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires conformément au décret 2020-830 du 1er juillet 2020.
- Au Royaume-Uni, le risque relatif au recouvrement des coûts de déconstruction a été significativement réduit par l'accord avec le gouvernement. Les actions de maîtrise de risque complémentaires sont :
  - le maintien de la qualité des relations avec le gouvernement et la NDA (Nuclear Decommissioning Authority) ;
  - le renforcement des dispositifs de surveillance et de conformité contractuelle, ainsi que du reporting et du management de la performance.

Des plans sont en préparation pour permettre le transfert, dans les meilleures conditions, des réacteurs à démanteler à la Nuclear Restoration Services (NRS, anciennement Magnox) qui terminera le démantèlement une fois le combustible retiré.

b) Gestion des déchets

En France, EDF est responsable de tous les déchets radioactifs produits durant :

- l'exploitation des installations nucléaires que le Groupe exploite ;
- les opérations de traitement des combustibles usés provenant des réacteurs exploités par EDF ;
- les opérations de démantèlement des installations nucléaires que le Groupe exploite (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » – Le stockage des déchets ultimes conditionnés).

À ce titre, EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets (*cf.* cadre légal présenté au paragraphe a) ci-dessus). Pour chaque catégorie de déchets (haute, moyenne, faible ou très faible activité), une filière de gestion spécifique est identifiée.

La majeure partie de la provision pour la gestion à long terme des déchets concerne les déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL). Elle s'appuie sur l'hypothèse du stockage géologique qui est la référence au niveau international pour le stockage ultime des déchets radioactifs à haute et moyenne activité à vie longue et sur les travaux menés en 2006 avec l'ANDRA, les pouvoirs publics et les autres producteurs de déchets radioactifs (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 et la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Le coût de référence du projet de stockage des déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL) permettant d'établir les provisions associées est défini par l'arrêté du 15 janvier 2016. En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et a minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire et de Radioprotection. À ce titre, l'ANDRA doit remettre en avril 2025 à la DGEC, à l'ASNR et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier sera suivi d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo à l'horizon de septembre 2025.

Un centre de stockage dédié aux déchets à faible activité et vie longue (FAVL), dont le graphite des réacteurs UNGG, est également prévu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL est en cours de définition dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Au Royaume-Uni, les accords conclus avec les autorités (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire ») prévoient que la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs soient transférés au gouvernement britannique. L'accord supplémentaire conclu avec le gouvernement en 2021 clarifie les modalités de recouvrement des coûts associés à la gestion des déchets.

Risques principaux

- En tant qu'exploitant nucléaire, la responsabilité du Groupe est engagée pour assurer la sûreté de ses propres installations de traitement et d'entreposage de ses déchets.
- En tant que producteur de déchets radioactifs, la responsabilité du Groupe est engagée pour identifier les filières de gestion adaptées. Lorsque les filières sont exploitées par d'autres acteurs, la responsabilité du Groupe pourrait être engagée, en particulier en cas d'accident avec dommage aux tiers ou à l'environnement dus à des non-conformités de ces déchets par rapport aux spécifications définies par les exploitants de ces installations.
- Pour le projet de centre de stockage géologique développé par l'ANDRA pour les déchets HA et MAVL (Cigéo), les risques de surcoût en phase de conception ainsi qu'en phase de réalisation restent présents. Par ailleurs, un travail sur la fiscalité de ce projet est toujours attendu.
- Concernant le stockage des déchets FAVL une actualisation des provisions peut être rendue nécessaire en fonction des conclusions des études menées dans le cadre du PNGMDR ou de la conception du futur site de stockage développé par l'ANDRA.
- Selon les accords de restructuration de British Energy, EDF Energy Nuclear Generation Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre de ces accords.
- La non-maîtrise du montant des dépenses et de leur échéancier de réalisation pour les solutions de traitement et de stockage ultime des déchets dont le Groupe assure la responsabilité, aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.
- Concernant les centrales nucléaires dont EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Belgique, Chine), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures liées à la gestion des combustibles usés et des déchets.

Actions de maîtrise

- La stratégie de maîtrise consiste à développer et sécuriser des filières de traitement des déchets radioactifs afin de répondre aux besoins présents et futurs des chantiers de démantèlements et de l'exploitation des installations nucléaires du Groupe. À cet effet, l'organisation des filiales de Cyclife poursuit sa consolidation afin de proposer une gamme de solutions adaptées de traitement des déchets.
- Pour Cigéo (le projet de centre de stockage géologique développé par l'ANDRA pour les déchets HA et MAVL), la stratégie de maîtrise consiste à sécuriser le projet en proposant à l'ANDRA des optimisations techniques, et à apporter un appui à la stratégie de développement et à la réalisation du stockage, pour respecter le coût objectif de 25 milliards d'euros [1] (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

(1) Coût économique 2011.

À cet effet une convention de coopération a été signée fin 2020 entre EDF et l'ANDRA. Début 2025, les travaux sur la mise à jour du dossier de chiffrage restent en cours de finalisation. Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes clos au 31 décembre 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016. (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 et la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »)

- Pour le stockage des déchets graphites, le Groupe poursuit sa participation, en tant que producteur, aux différents groupes de travail relatifs à ce sujet. EDF est engagée activement dans le Comité d'orientation du PNGMDR.
- Au Royaume-Uni, la mise en place de dispositions pour la gestion du combustible usé des réacteurs RAG et REP se poursuit :
  - > EDF Energy met en œuvre des actions d'amélioration continue et de minimisation des quantités de combustible usé et de déchets générées, à travers ses politiques de sûreté et de développement durable ;
  - > les dispositions pour la gestion du combustible usé des RAG ont été définies lors de la restructuration de British Energy. Le combustible usé des RAG est évacué sur le site de retraitement de Sellafield pour entreposage de long terme. EDF Energy finance cet entreposage (ainsi que le retraitement réalisé les années passées) ;
  - > le combustible usé du REP de Sizewell B est entreposé sur site dans une installation dédiée d'entreposage à sec. Celle-ci assurera un entreposage sûr de tout le combustible usé produit pendant la durée de vie de Sizewell B. À l'issue de cet entreposage en surface de long terme, le combustible usé du REP de Sizewell B sera transféré dans le futur centre de stockage géologique britannique. Cette stratégie est approuvée par la NDA et est financée par le Nuclear Liabilities Fund.

c) Provisions et gestion des actifs dédiés

Contexte

La note 15.1 « Provisions nucléaires et actifs dédiés en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 figurant dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » présente les montants des charges aux conditions économiques à fin 2024 ainsi que les provisions correspondantes relatives :

- au démantèlement futur du parc nucléaire de production d'électricité en France et des installations actuellement arrêtées ;
- à la gestion des derniers cœurs de combustible ;
- à la gestion à long terme des déchets et à la reprise et au conditionnement des déchets présents dans les installations.

Cette note indique également les analyses de sensibilité sur les provisions et sur le résultat du Groupe, à une variation du taux d'actualisation, pour les différentes catégories de provisions. L'ensemble de ces provisions représente plusieurs dizaines de milliards d'euros.

La note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 présente les mêmes éléments pour Framatome et Cyclife France et leurs installations nucléaires de base en France.

La note 15.1.2 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 présente la valeur de réalisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF pour couvrir les coûts des engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) au 31 décembre 2024. Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant d'EDF constitué par le gouvernement britannique (Nuclear Liabilities Fund – NLF) pour le parc nucléaire existant. Pour les engagements relatifs à HPC, les fonds seront gérés par FundCo, un organisme (un trust) indépendant des actionnaires d'HPC (EDF Energy et CGN) et du gouvernement britannique. L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »).

Risques principaux

- Les aléas et incertitudes relatifs à ces provisions pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.
- En cas de variation significative des provisions qui déterminent l'assiette de référence des actifs dédiés, des dotations supplémentaires pourraient être nécessaires pour ajuster la valeur de ces actifs. Ceci aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales ou européennes, en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF [(1)], pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence significative sur la situation financière d'EDF.
- Bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes, les variations des cours des marchés financiers ou les évolutions de valorisation pourraient avoir un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir la section 5.1.7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA » pour une analyse de sensibilité). Ceci pourrait conduire EDF à engager des dotations supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs. De tels évènements pourraient affecter négativement et de façon significative la situation financière du Groupe.
- La non-disponibilité ou un montant insuffisant des actifs dédiés pour couvrir les échéanciers de dépenses des engagements de long terme du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Dispositifs de gouvernance

Afin d'assurer la maîtrise des provisions et de la gestion des actifs dédiés, le Groupe a mis en place des dispositifs de gouvernance spécifiques :

- la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires, conformément au décret 2020-830 du 1er juillet 2020 ;
- le Comité de gestion opérationnel du portefeuille d'actifs dédiés ;
- le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) du Conseil d'administration.

(1) Le rapport de la Cour des comptes sur l'arrêt et le démantèlement des centrales nucléaires à destination de la Commission des finances du Sénat publié le 4 mars 2020 préconisait d'intégrer progressivement aux catégories de charges de long terme les coûts de toutes les opérations de préparation au démantèlement, les dépenses de post-exploitation et le coût des impôts, taxes et primes d'assurance directement imputables aux sites en démantèlement.

2B – Maîtrise du cycle du combustible

RÉSUMÉ

En complément de la maîtrise de la sûreté nucléaire (risque 2C), de l'exploitation des installations nucléaires existantes (risque 1B) et des projets de Nouveau Nucléaire (risque 1A), le Groupe est exposé, dans les activités nucléaires, à la maîtrise du cycle du combustible nucléaire.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement, en fournitures d'assemblages combustibles et en opérations de retraitement du combustible usé.

En France, EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec Orano en décembre 2008 et déclinées dans les contrats d'application successifs (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). Ces provisions représentent environ 16 milliards d'euros. La note 15.1.1.5 « Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité » et la note 15.1 « Provisions nucléaires et actifs dédiés en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 indiquent la correspondance entre d'une part « les charges aux conditions économiques de fin de période », qui représentent les montants de devis au 31 décembre 2024, et d'autre part « les montants provisionnés en valeur actualisée ».

b) Risques principaux

Approvisionnement en combustible nucléaire

Les prix et les volumes subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs, notamment politiques et économiques, ne relevant pas du contrôle du Groupe : perspectives de rentabilité des investissements miniers, déséquilibre offre/demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou une usine du cycle, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un évènement entraînant une instabilité institutionnelle dans un pays producteur ou à la survenance de restrictions/sanctions/embargos.

Logistique du combustible nucléaire

L'entreposage et le transport du combustible nucléaire, neuf ou usé, sont une activité industrielle qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques. Ces exigences pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe.

En cas de défaillance de cette logistique industrielle, le Groupe pourrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production d'électricité sur les sites impactés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Les contraintes pesant sur le transport de matières nucléaires restent fortes notamment au regard de l'accroissement des exigences sécuritaires et réglementaires.

Compte tenu du risque de saturation des piscines d'entreposage existantes et du risque d'impossibilité, à terme, de mise en œuvre d'un multi-recyclage dans ses réacteurs à eau sous pression de 3e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de 4e génération dits « GEN IV », le cycle du combustible, pourrait être remis en cause. Cela aurait des conséquences tant en termes d'exploitation qu'en termes financiers.

Provisions pour la gestion du combustible usé

Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période non couverte par le contrat actuel avec Orano tient compte des dispositions du contrat d'application pour la période 2024-2026.

c) Actions de maîtrise

La stratégie de maîtrise du risque lié à l'approvisionnement consiste à sécuriser progressivement le portefeuille au moyen de contrats long terme compétitifs et diversifiés respectant les objectifs de couverture des besoins présenté au Conseil d'administration. Les contrats à prix fixe sont privilégiés, ou avec une part limitée à prix de marché, ce dernier étant systématiquement encadré afin de réduire l'exposition au marché.

Dans le domaine du transport, les actions de maîtrise mises en œuvre par EDF comprennent notamment le renforcement de l'imprédictibilité des transports et du lien avec les autorités (HFDS/IRSN/ASN), la prévention et la réduction des impacts potentiels sur le parc, ainsi que le développement de leviers alternatifs (anticipation des livraisons, transfert inter tranche...).

La maîtrise des capacités d'entreposage du combustible usé est primordiale pour préserver l'équilibre du cycle fermé. Un schéma industriel pour les futures installations du cycle Orano de la Hague est en cours d'instruction entre EDF et Orano, il intègre la mise en service de nouvelles capacités d'entreposage (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). Dans l'intervalle, Orano prévoit de densifier ses piscines existantes sur le site et développe une solution temporaire d'entreposage à sec de combustible usé.

La stratégie d'EDF pour le cycle du combustible est de conserver la perspective à long terme d'un cycle fermé reposant sur des réacteurs GEN I3.

Enfin, la maîtrise de ce risque prend en compte, conformément au plan de vigilance d'EDF, les impacts potentiels sur les droits humains, la santé et la sécurité des travailleurs sur l'ensemble de la chaîne de valeur (voir le chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance »).

2C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire

RÉSUMÉ

En complément de la maîtrise de la performance industrielle, et compte tenu de la place de la production nucléaire dans le groupe EDF, l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire, avec la priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, conditionne la performance globale du Groupe. En raison de ses activités dans le nucléaire, le Groupe est exposé à des risques de responsabilité civile nucléaire.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

Le premier responsable en matière de sûreté nucléaire est l'exploitant nucléaire, tout au long du cycle d'exploitation des réacteurs nucléaires. Ce principe ainsi que celui du contrôle sont réaffirmés dans la politique Sûreté nucléaire du groupe EDF. L'exercice de cette responsabilité d'exploitant nucléaire relève de l'enjeu « sûreté nucléaire, santé, sécurité » de la RSE du Groupe (voir la section 3.3.1 « Sûreté, santé et sécurité de tous »). Cette responsabilité est confiée par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Production Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Projets et Construction, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions concernées qui, eux-mêmes, subdèlèguent vers les Directeurs d'Unités.

b) Risques principaux

Maîtrise de la sûreté nucléaire

La priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, telle que définie dans la Politique Sûreté Nucléaire du Groupe, est un facteur de performance industrielle de l'activité nucléaire dans sa globalité. La prise en compte de la conception par l'exploitant nucléaire et de l'exploitation par le concepteur est un élément de sûreté nucléaire. La non-maîtrise de la sûreté en exploitation pourrait avoir des conséquences majeures, voire vitales sur la valeur de l'actif industriel du Groupe, sur sa situation financière et ses perspectives de développement, voire de poursuite de son activité industrielle.

Tout évènement grave lié aux activités nucléaires du Groupe, avec notamment une conséquence potentielle ou avérée sur la population ou sur l'environnement d'un territoire pourrait induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des sites industriels du Groupe, voire l'interruption partielle ou totale des activités nucléaires du Groupe. Un tel évènement pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, la situation financière, la stratégie et la réputation du Groupe.

Responsabilité civile nucléaire

Le régime de responsabilité civile nucléaire applicable aux exploitants d'installations nucléaires des États parties à la Convention de Paris et les assurances associées sont décrits à la section 2.1.3.7 « Assurances ». Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'évènement causant un dommage nucléaire, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays, indépendamment de la cause de l'évènement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Dans les pays où le Groupe est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi pourraient être augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, en vigueur depuis le 1er janvier 2022, prévoient un relèvement de ces plafonds et un élargissement notable des dommages à couvrir. Le montant de responsabilité de l'exploitant s'élève en France à 700 millions d'euros pour les dommages nucléaires causés par chaque accident nucléaire et à 80 millions d'euros en cas de transport de substances nucléaires pour un même accident nucléaire. L'entrée en vigueur des autres modifications prévues par ces protocoles est de nature à augmenter de nouveau le coût de l'assurance, et les assurances couvrant cette responsabilité pourraient ne pas toujours être disponibles ou être maintenues. Les couvertures assurantielles pour l'exercice de la responsabilité civile d'exploitant nucléaire du Groupe et pour celle en matière de transports de substances nucléaires, sont décrites à la section 2.1.3.7 « Assurances ».

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir la section 2.1.3.7 « Assurances »). Malgré cette couverture, tout évènement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe ne peut pas garantir que les assureurs couvrant à la fois sa responsabilité d'exploitant nucléaire et les dommages matériels affectant ses installations auront toujours les capacités disponibles ni que les coûts de couverture n'augmenteront pas de manière significative, eu égard notamment aux impacts sur le marché de l'assurance d'évènements tels que l'accident nucléaire survenu au Japon en mars 2011.

c) Actions de maîtrise

Face à ces risques, et en application de la politique Groupe, chaque société du Groupe, exploitant d'installations nucléaires, agit dans le cadre de prescriptions légales et réglementaires propres au pays d'implantation et a l'obligation de s'y conformer. Chacune garantit la sûreté nucléaire de ses installations et en améliore en permanence le niveau en s'appuyant sur ses méthodes, ses compétences et ses valeurs. Le Groupe développe des principes communs visant à obtenir le meilleur niveau de prévention des incidents et de protection des travailleurs, du public et de l'environnement. Ces principes s'appliquent à tous les stades d'activité, à la fois pour les nouveaux projets, pour les parcs existants ou les installations en déconstruction. Le Groupe associe étroitement ses partenaires industriels à l'atteinte de ces objectifs.

Chaque société est responsable de l'exercice de ses activités nucléaires, fixe les délégations adéquates à chaque niveau de décision ou d'action. Le Groupe garantit l'attribution des ressources nécessaires à la sûreté nucléaire.

Une entité interne en charge d'une évaluation de sûreté indépendante est mise en place au niveau de chaque site, de chaque société et du Groupe. Chacune rapporte au responsable concerné en toute indépendance des autres fonctions managériales. En outre, chacune a le devoir d'alerter l'échelon hiérarchique supérieur si la réaction du niveau directement impliqué n'est pas celle qui est attendue.

Les sociétés exploitantes nucléaires du Groupe reçoivent régulièrement des équipes d'évaluation internationales (*peer review* WANO [1], OSART de l'AIEA [2]).

Une information et une communication claires et transparentes sur les évènements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (Autorité de sûreté nucléaire en France, Office for Nuclear Regulation au Royaume-Uni), les collectivités locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

(1) WANO : World Association of Nuclear Operators.
(2) OSART : Operational Safety Analysis Review Team ; AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique.

Le Conseil de sûreté nucléaire présidé par le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine périodiquement le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de sûreté nucléaire. Il est ensuite rendu public (voir la section 1.4.1.1.4.3 « Installations nucléaires et sûreté »).

2.2.3 *Régulation des marchés, risques politiques et juridiques*

3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH

RÉSUMÉ

Les politiques énergétiques publiques et la régulation sectorielle sont évolutives tant en France qu'au niveau européen, même à bref délai, et exposent notre secteur à un important risque législatif et régulatoire. Ces évolutions peuvent impacter, notamment en France, l'offre et la demande d'électricité, l'architecture de marché, les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), les tarifs réglementés de vente (TRVE), la fiscalité applicable aux énergies ou la fiscalité applicable à l'entreprise. Elles peuvent aussi impacter le cadre des certificats d'économie d'énergie, des quotas d'émission de CO_2 ou les mécanismes de financement des investissements du Groupe à travers la taxonomie européenne.

Au niveau européen, l'architecture du marché de l'électricité a évolué avec notamment pour but de réduire la dépendance des prix de l'électricité à la fluctuation des prix du gaz, ainsi que de créer des conditions plus propices aux investissements amont (production d'électricité bas carbone) et aval (électrification des usages). Le taux d'électrification dans la demande en énergie finale stagne encore en Europe et demeure trop faible pour répondre aux objectifs climatiques fixés par l'Union européenne. C'est la raison pour laquelle une électrification ambitieuse des usages dans le bâtiment, l'industrie et les transports, permettant de tirer parti de tous les moyens de production d'électricité bas carbone, est l'une des priorités soutenues par le groupe EDF. Un plan d'électrification est à cet égard annoncé par la Commission européenne.

En France, les dispositions relatives au post-ARENH ont fait l'objet d'annonces le 14 novembre 2023[1]. EDF a commencé à déployer en 2024 la nouvelle politique commerciale à laquelle elle s'était engagée. Les dispositions relatives au mécanisme de captation/redistribution aux consommateurs d'une fraction des revenus du nucléaire ont été inscrites dans la loi de finances pour 2025.

Le contexte de marché a évolué avec des prix revenus à des niveaux proches de ceux d'avant crise et avec des situations de plus en plus fréquentes de prix spot négatifs.

Les conséquences des évolutions régulatoires sont potentiellement importantes pour le Groupe, dans la mesure où elles peuvent obérer sa situation financière, limiter sa capacité à financer sa stratégie ou à respecter ses engagements pour la protection du climat, ou encore freiner son développement par rapport à ses concurrents.

Criticité : ■ ■ ■ Forte

a) Contexte dimensionnant et risques principaux

Le contexte dimensionnant au niveau national pour ce risque (lois, règlements, orientations politiques), porteur de risques pour le Groupe, est le suivant :

- **Processus de révision de la Stratégie française énergie climat (SFEC)**

Après plusieurs étapes de concertation et de consultation des acteurs du secteur de 2021 à fin 2023, le gouvernement a lancé en fin d'année 2024 des consultations sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et le Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC). Dans les documents préparatoires, le gouvernement acte une trajectoire énergétique pour 2030, plus ambitieuse que celle déclinée dans la précédente PPE, et qui s'inscrit dans le triple enjeu de souveraineté, de compétitivité et d'accélération de la lutte contre le changement climatique afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050. La France affiche ainsi son ambition d'être « le premier grand pays industriel au monde à sortir de sa dépendance aux énergies fossiles ». En 2030, le niveau visé de baisse des émissions brutes de GES est de 50 % par rapport à 1990. Les grands leviers affichés pour cela sont :

- une réduction de 30 % de la consommation d'énergie, et plus spécifiquement de l'énergie fossile qui doit baisser de 45 % en 2030 par rapport à 2012 ;
- les économies d'énergies et les transferts d'usage vers l'électricité bas carbone et la chaleur renouvelable doivent conduire à une consommation décarbonée à hauteur de 60 % en 2030 ;
- la relance du nucléaire (préparation du programme de construction des EPR2, filière des SMR à développer, prolongement de la durée de fonctionnement des tranches le pouvant) et le développement des EnR électriques doivent permettre, selon le gouvernement, d'atteindre 560 TWh de production électrique bas carbone d'ici 2030 et 640 TWh d'ici 2035 ;
- à noter que les trajectoires de décarbonation à 2050 ne sont, à ce jour, pas fixées : la production ne répond pas aux consommations envisagées à cet horizon, et devraient faire l'objet de nouveaux scénarios pour leur finalisation.

Risques :

La volonté d'électrification apparaît décrite de façon diffuse dans les documents de consultation mais ne ressort pas assez comme la priorité principale. Sans mesures d'encouragement concrètes, il est possible que la consommation électrique n'évolue pas en conséquence de façon aussi dynamique que souhaitable pour décarboner. Ceci pourrait en outre conduire à une situation durable de surcapacité et de prix dépréciés.

- **Fiscalité**

Les accises ont été fixées par arrêté du 26 décembre 2024 à compter du 1er février 2025 (33,7 €/MWh pour les particuliers et assimilés, 26,2 €/MWh pour les petites et moyennes entreprises et 22,5 €/MWh pour les hautes puissances). L'accise sur le gaz est fixée à son niveau d'avant crise et n'est augmentée que de l'inflation.

(1) Conférence de presse de Bruno Le Maire, Agnès Pannier-Runacher et Luc Rémont du 14 novembre 2023.

Risques

L'électricité restera significativement plus taxée que les énergies fossiles (2 fois plus que le gaz malgré un contenu en CO_2/kWh presque 4 fois moindre). Les niveaux respectifs des accises pour l'électricité et le gaz vont ainsi à l'encontre de l'ambition d'électrification pourtant au centre de la politique de décarbonation pour atteindre la neutralité carbone. Le risque est donc que l'incohérence du signal prix avec les ambitions de la politique énergie-climat n'incite pas dès maintenant à investir dans des solutions de substitution des combustibles fossiles par l'électricité bas carbone.

- **L'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique)**

En 2023 et 2024, le « volume global maximal d'électricité pouvant être cédé » par EDF aux fournisseurs alternatifs dans le cadre de l'ARENH est revenu à son niveau de 100 TWh par an, après un rehaussement exceptionnel à 120 TWh en 2022. Ainsi, dès lors que les demandes des fournisseurs au titre de l'ARENH excèdent 100 TWh dans l'année, le volume d'ARENH cédé fait l'objet d'un écrêtement.

Depuis 2024, le calcul des droits à l'ARENH a été revu à la baisse via le « coefficient de bouclage », qui permet d'ajuster la puissance consommée à la part du nucléaire historique constatée dans le mix énergétique français [1]. En pratique, ceci ne modifie pas les quantités d'ARENH dont bénéficient les fournisseurs alternatifs, mais réduit l'écrêtement et améliore la visibilité de tous les acteurs. Ceci a aussi pour effet de réduire les volumes d'ARENH à disposition des fournisseurs pour l'approvisionnement des pertes des gestionnaires de réseau (ces volumes ne sont pas soumis à écrêtement).

L'année 2024 a également vu la concrétisation d'une réforme visant à ce que les montants du complément de prix CP1 soient reversés désormais à l'État plutôt qu'aux fournisseurs alternatifs [2]. Cette disposition a mis fin à un effet d'aubaine dont les fournisseurs alternatifs avaient pu bénéficier en 2022.

Risques :

Compte tenu des niveaux de prix de marché pour 2025, les risques d'arbitrage entre ARENH et marché ont été évités pour 2025, dernière année du dispositif de l'ARENH. Les risques d'utilisations dévoyées du dispositif qui ont pu être constatées les années précédentes paraissent globalement écartés.

- **Le cadre post-ARENH**

Le cadre prévu pour le post-ARENH à compter de 2026 est un cadre de marché dans lequel EDF vend librement sa production électronucléaire, en privilégiant dans sa politique commerciale un recours aux contrats de moyen et de long terme, pour répondre au besoin de visibilité sur les prix exprimé par les consommateurs tout en sécurisant ses revenus.

En complément, afin de stabiliser les prix acquittés par les consommateurs, un dispositif de taxation des revenus du parc nucléaire existant est mis en place, au-dessus de seuils de prix, à des fins de redistribution aux consommateurs.

Risques :

- *Plus précisément, afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5€/MWh et 25€/MWh pour le seuil de taxation, et entre 35€/MWh et 55€/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €$_{2023}$/MWh et de 110 €$_{2023}$/MWh.*
- *Une attention particulière est portée par les autorités sur le bon fonctionnement et la liquidité du marché à moyen terme ; si l'entreprise partage le souci d'un fonctionnement efficace et concurrentiel des marchés à cet horizon, elle se trouve exposée au risque de mesures inadaptées ou disproportionnées préjudiciables.*

- **Le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité**

La phase de consultations de la CRE sur les TURPE 7 HTA-BT (Distribution) et HTB (Transport) pour la période tarifaire débutant le 1er août 2025 s'est achevée en novembre 2024. EDF y a participé en qualité d'actionnaires d'Enedis et de RTE, d'utilisateur des réseaux, et de gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées.

Un enjeu commun aux deux tarifs est la juste rémunération des gestionnaires de réseau dans un contexte de forte hausse des investissements pour la période à venir (triplement pour RTE, hausse de 50 % pour Enedis), avec de nombreux projets à mener, et pour RTE spécifiquement, des projets plus risqués comme les raccordements d'éoliennes *offshore* ou les lignes sous-marines de haute tension à courant continu.

S'agissant du TURPE 6, la dette accumulée pendant la période sur les tarifs de réseau (le compte de régularisation des charges et des produits – CRCP) a atteint des montants historiquement hauts (plus de 3 milliards d'euros de débit, concernant Enedis). Dans ce contexte, la Commission de régulation de l'énergie a décidé des augmentations exceptionnelles des TURPE 6 au 1er février 2025 à hauteur de 9,6 % pour le transport et de 7,7 % pour la distribution (transport compris), lesquelles permettent d'engager dès le 1er février 2025 l'apurement des déficits accumulés jusqu'en fin 2023 et d'éviter des mouvements successifs de baisse puis de hausse du tarif réglementé de vente d'électricité exprimé TTC. La CRE a également décidé qu'il n'y aurait pas d'évolution en niveau du TURPE 7 au 1er août 2025. Dans l'hypothèse d'un transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État au 1er août 2025, le TURPE Distribution serait diminué de 1,92 %.

Un autre enjeu commun aux deux tarifs est la bonne maîtrise et la prévision des pertes réseau dans un secteur en évolution rapide. La stratégie de couverture de ces pertes par les gestionnaires de réseau permet de limiter l'exposition aux variations de prix de marché sur des produits à terme jusqu'à 4 ans à l'avance en fonction des modalités fixées avec la CRE.

Concernant le TURPE HTB (Transport), un enjeu spécifique, au-delà de la juste rémunération, porte sur le raccordement des grands consommateurs, qui doit être accéléré pour accompagner l'ambition d'électrification de l'économie.

Risques *:*

- *Le risque principal est une éventuelle difficulté à réaliser les investissements, pour des raisons industrielles (risques sur les approvisionnements dans un contexte de concurrence pour les matériaux avec d'autres gestionnaires de réseaux de transports européens notamment), ou de compétences et ressources humaines.*
- *Enfin, il existe un risque de constitution d'une créance tarifaire (le CRCP) du fait d'une exposition au marché de l'intégralité des achats de pertes.*

(1) L'arrêté du 27 juillet 2023 paru au Journal officiel du 24 août 2023 a abaissé la valeur du coefficient de bouclage de 0,964 à 0,844 à partir de 2024.
(2) Décret n° 2024-556 du 18 juin 2024.

- **Les charges et recettes de service public**

En France, les missions de service public sont assignées à EDF par la loi [1] qui prévoit également la compensation intégrale des charges via le budget général de l'État. Il peut toutefois exister un décalage des flux financiers d'une année sur l'autre car l'État peut accélérer ou différer la régularisation des montants versés à EDF quand les montants de charges constatés s'écartent dans un sens ou dans l'autre de la prévision.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a délibéré, comme chaque année, le 11 juillet 2024, sur le montant des charges de service public de l'énergie à compenser de 2025. Compte tenu des mouvements de prix importants observés sur les marchés, et comme le permettait une disposition dérogatoire de la loi de finances pour 2024, cette délibération comportait également un recalcul des charges à compenser de 2024. Ces dernières s'élèvent ainsi pour EDF à 3,9 milliards d'euros (boucliers tarifaires inclus). Cette même prévision effectuée en juillet de l'année dernière était de -0,5 milliard d'euros. L'écart entre ces deux évaluations est lié principalement à la baisse des prix de marché de 2023 et 2024.

Ce nouveau calcul, demandé et obtenu par EDF, a donc conduit à une évaluation positive des charges à compenser de 2024 (montant dû par l'État à EDF) et a permis une compensation au plus près de la réalité des charges.

Les charges prévisionnelles de 2025 sont quant à elles évaluées par la CRE à 6,9 milliards d'euros pour EDF. Elles « redeviennent » donc significativement positives après deux années pendant lesquelles elles ont été négatives ou plus faibles, en raison des niveaux très élevés atteints par les prix de marché de l'électricité.

Enfin, la loi de finances pour 2025 prévoit un financement séparé des charges relatives aux ZNI (3 milliards d'euros de prévision pour 2025) via l'affectation d'une partie des recettes de l'accise sur les énergies de chauffage. Ce mécanisme séparé pourrait être mis en place à partir du 1er août 2025.

Risques :

Les compensations étant versées à EDF en douze versements de février N à janvier N+1, il existe un risque de report de compensation d'une année sur l'autre.

- **La multiplication des phénomènes de prix négatifs**

Les épisodes de prix négatifs se sont multipliés en France et en Europe en 2024 par l'effet d'une importante production d'énergies renouvelables soutenues, décorrélée des signaux de prix de marché.

Précisément, le développement des énergies renouvelables est actuellement accompagné par deux grands mécanismes de soutien public : l'obligation d'achat ou le complément de rémunération, selon les installations. Dans le cas de l'obligation d'achat, les producteurs sont incités à maximiser leur production sans jamais s'arrêter. Il en résulte que leur production se trouve offerte sur le marché de gros « à tout prix », avec pour conséquence de contribuer à l'émergence de prix négatifs.

Dans un fonctionnement économiquement efficace, les moyens de production éoliens et photovoltaïques devraient être offerts sur le marché à leur coût variable qui est proche de zéro. La loi de finances pour 2025 prévoit la modification des contrats d'obligation d'achats des installations de plus de 10 MW pour améliorer leur insertion sur le marché et prévoir qu'elles soient arrêtées quand leur fonctionnement n'est pas économique.

Risques :

Risque que les mesures prises par les pouvoirs publics soient trop tardives et sans effet sur la période de printemps-été 2025 ou insuffisantes (à titre d'exemple : fixation à des niveaux trop élevés du seuil de puissance des installations existantes basculant en obligation d'achat « flexible », du seuil de puissance au-delà duquel les futures installations en obligation d'achat sont rendues flexibles, des tarifs d'achat du surplus des petites installations en obligation d'achat en autoconsommation).

- **Le mécanisme d'obligation de capacité**

Après avoir été autorisé par la Commission européenne pour une durée de 10 ans qui expire mi-2026, le mécanisme de capacité fait l'objet d'une refonte. Cette dernière permettra notamment de corriger les principaux écueils révélés depuis sa mise en œuvre en 2017 en faisant évoluer le dispositif vers la fixation d'un besoin national de capacité rempli *ex ante* par une enchère centralisée organisée plusieurs années en amont. Le dispositif envisage également d'introduire une enchère intermédiaire dédiée aux flexibilités (effacements, stockage). Il doit en effet permettre le développement de moyens thermiques bas carbone neufs qui ont besoin d'une visibilité pluriannuelle et délivrent un service différent de celui procuré par des actifs de stockage ou des effacements.

Risques :

Les dispositions législatives nécessaires à la poursuite et à la modernisation du dispositif post 2026 ont été prises par la loi de finances pour 2025. Un risque de retard réside dans la mise en œuvre effective du nouveau dispositif d'ici mi-2026. Un risque réside également dans la tentation d'introduire des plafonds de prix différenciés entre neuf et existant ou entre filières, qui pourraient pénaliser notamment le nucléaire.

- **Dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE)**

La composante CEE France dans les factures est estimée à date à 6,2€/MWh pour l'électricité, 6,3€/MWh pour le gaz, et 6c€/litre pour les carburants (environ 6€/MWh). Ce coût serait plus que doublé en 6e période CEE (2026-2030) du fait du doublement du niveau d'obligation (hypothèse qui prévaut actuellement dans les groupes de travail) et de l'insuffisance des gisements CEE accessibles, insuffisance qui induirait une hausse conséquente des prix des CEE.

Risques :

Un risque important est que la répartition de l'obligation continue à pénaliser l'électricité et constitue un frein de compétitivité pour l'électricité par rapport aux énergies fossiles carbonées. EDF pousse pour qu'une partie de l'obligation prenne en compte le contenu carbone des énergies, avec comme objectif que le niveau d'obligation soit stable pour l'électricité et que l'augmentation de l'obligation pèse sur les énergies fossiles, dont la sortie est la priorité affichée par la France.

Un autre risque est que le dispositif ne reconnaisse pas suffisamment les mérites des solutions électriques au moment où celles-ci doivent être soutenues pour atteindre les objectifs d'électrification de la stratégie française énergie climat.

- **Certificats de production de biogaz**

Afin de soutenir le développement de la filière du biométhane, le décret n° 2024-718 et l'arrêté ministériel du 6 juillet 2024 mettent en œuvre des nouvelles obligations de restitution de certificats de production de biogaz (CPB) pour les fournisseurs de gaz naturel. Ce dispositif extra-budgétaire vient soutenir les grandes installations de production de biogaz au-delà d'un seuil de 25 GWh/an de production, en complément des tarifs d'achat et appels d'offres publics. Les fournisseurs de gaz peuvent acquérir des CPB soit en produisant directement du biogaz, soit en acquérant du biogaz auprès des méthaniseurs ou sur un marché secondaire encore en structuration. Une première trajectoire de restitution a été définie pour la période 2026-2028, à des niveaux exigeants, au moment où la filière de méthanisation connaît un ralentissement dans le déploiement de nouveaux projets à la suite des réductions des tarifs d'achat en 2020-2021. Si les objectifs annuels de restitution de CPB ne sont pas atteints, les fournisseurs de gaz naturel sont exposés au paiement d'une pénalité administrative dont le coût est répercuté aux consommateurs. Une trajectoire CPB pour 2028-2035 doit désormais être définie en 2025, sur la base des objectifs de biogaz de la PPE3.

(1) Notamment par les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie.

Risques :

En tant que deuxième fournisseur obligé de France, EDF doit répondre à une trajectoire très ambitieuse de restitution de CPB alors même que l'entreprise n'est pas positionnée en amont de la filière du biométhane. L'atteinte de la trajectoire CPB est jugée difficile en raison de la profondeur des gisements de biométhane techniquement et économiquement accessibles. Ceci expose EDF au risque de paiement de la pénalité pendant les premières années du déploiement du dispositif. Ces risques seraient renforcés en cas d'exclusion des fournisseurs de grande taille de la plateforme facilitant l'accès à la ressource, en cours de mise en place. Les prix du biométhane sont par ailleurs trois à quatre fois supérieurs à ceux du gaz naturel. L'impact haussier sur les offres de fourniture de gaz est à attendre à mesure que la trajectoire sera croissante, qu'elle soit atteinte ou non.

- **Précarité énergétique**

Bien que la baisse du niveau des TRVE pour 2025, soit significative (-15 % pour les particuliers) elle ne compensera pas la forte hausse intervenue depuis trois ans. Or dans l'intervalle, le montant du chèque énergie n'a pas varié et ses conditions d'accès se sont dégradées.

Risques :

L'absence d'avancée ou de mesure nouvelle sur le sujet des aides pourrait porter préjudice aux ménages précaires, à l'entreprise du fait d'impayés croissants et pourrait gêner la réussite de l'électrification et l'image de l'électricité.

Le contexte européen est également dimensionnant

Dans un contexte de crises multiples, de guerre en Ukraine, d'intense concurrence internationale et de renouvellement institutionnel au sein de l'Union européenne, l'année 2024 a vu l'adoption de plusieurs textes européens à enjeux pour le Groupe dont la réforme du marché de l'électricité, le règlement pour une industrie zéro-net (NZIA) et la finalisation des textes relatifs au paquet « gaz et hydrogène ». Par ailleurs, des risques importants portent sur l'évolution des prix du CO_2.

- **L'accord européen sur la révision de l'architecture de marché**

Les textes amendant le règlement et la directive Électricité de 2019 en vue de réviser l'architecture de marché ont été publiés au Journal officiel de l'UE le 26 juin 2024. La révision vise notamment à introduire une dimension de long terme (PPA, CfD, marchés à terme) dans un marché aujourd'hui centré sur le court terme, à traiter certains dysfonctionnements constatés sur les marchés de détail lors de la crise des prix de l'énergie (pratiques des fournisseurs en matière de couverture, offres à prix fixes, fournisseur de secours, réduction de puissance) ou encore à traiter le sujet de la flexibilité (leviers et modalités de soutien à la flexibilité non fossile). Depuis cette publication, des travaux de mise en œuvre ont été engagés au niveau européen et/ou au niveau national. Des propositions de la Commission européenne restent toutefois attendues sur la conception précise des marchés à terme.

Risques :

Risque de réouverture du texte sur le market design. Face aux problèmes de compétitivité auxquels sont confrontés certains secteurs industriels, des acteurs pointent l'impact des prix de l'énergie plus élevés dans l'UE et militent en faveur de dispositifs visant à limiter ce différentiel et susceptibles de remettre en cause la réforme de 2024.

- **Prix du CO_2**

Les prix du Système d'échange de quotas d'émission (EU ETS 1 couvrant principalement les secteurs de l'énergie et des grandes industries depuis 2005) sont très volatils. En moyenne, les cotations se situent autour de 60-70 € la tonne en 2024, niveaux insuffisants pour déclencher les actions de décarbonation. Un objectif efficace pour décarboner la production et pour accélérer l'électrification des usages serait un niveau de prix du CO_2 permettant l'appel des centrales à gaz en Europe avant celui des centrales au charbon : cela correspondrait à un prix CO_2 dans une plage 80-100 €/t ou au-dessus (selon les cotations gaz et charbon).

Une réforme du système d'échange de quotas d'émissions (EU-ETS 2) a été adoptée en 2023. Elle étend le dispositif aux émissions des secteurs du bâtiment et du transport, et entrera en vigueur en 2027. Les premières fourchettes de prix évoquées pour cette partie du système se situeraient autour de 50€/tonne, avec des projections au moins au double en 2030. Il devrait en résulter deux prix du CO_2 distincts selon le système d'échange. À date, aucune transposition de cette directive ETS 2 (2023/959) n'a été engagée alors que les acteurs à l'aval ont besoin de visibilité pour décliner ce prix dans leurs offres.

Risques :

Un prix du CO_2 insuffisant au point de conduire à un recours en Europe aux centrales au charbon plutôt qu'au gaz constitue un premier niveau de risque. Un niveau insuffisant qui ne jouerait pas le rôle incitatif attendu de décarbonation des usages constitue un deuxième niveau de risque. Le recours au signal prix soulève des oppositions mais les instruments alternatifs (normes, subventions) génèrent des coûts additionnels, susceptibles de mettre en difficulté l'acceptabilité de la transition. Enfin, l'acceptabilité des mesures de renforcement du prix du carbone implique des réponses adaptées aux enjeux de protection des ménages les plus vulnérables et de compétitivité des entreprises.

- **Le règlement pour une industrie net-zéro : NZIA (2024/1735)**

Ce règlement vise à améliorer les capacités de production européenne sur plusieurs technologies identifiées comme stratégiques pour la transition écologique et la résilience du système énergétique. Le NZIA donne un cadre réglementaire pour consolider ces chaînes de valeur en Europe notamment par le biais de la simplification administrative et en prenant davantage en compte des critères hors prix dans les marchés publics. Des actes d'exécution et délégués du NZIA sont attendus pour préciser les exigences liées à ces critères dans les marchés publics et appels d'offres pour les renouvelables.

Risques :

Risque de surtransposition dans la mise en œuvre des actes d'exécution et délégués du règlement (NZIA). La France semble en effet plus ambitieuse que ses partenaires européens dans l'interprétation et la mise en œuvre des critères de résilience et de durabilité, pouvant à terme rendre les projets plus coûteux et leur déploiement plus complexe.

Risque que les fonds européens envisagés pour soutenir ces filières ne soient finalement pas dégagés.

Risque que, parmi les technologies Net Zero, certaines (dont le nucléaire) ne soient pas traitées au même titre que d'autres.

- **Le paquet « gaz et hydrogène »**

Le paquet « gaz et hydrogène » a été publié au Journal officiel de l'UE en juin 2024. Il donne en particulier mandat à la Commission européenne pour élaborer un acte délégué, attendu en 2025, définissant les règles comptables et les seuils de réduction d'émission pour les différentes méthodes de production d'hydrogène bas carbone. Il doit notamment couvrir les règles applicables pour une production à base d'électricité fournie par le réseau (électrolyse), notamment via des contrats d'achat de long terme d'électricité nucléaire, ou celles sur le reformage de gaz fossile avec capture du carbone (« CCUS »).

Risques :

Risque que la Commission repousse l'adoption du projet d'acte délégué.

Risque que les méthodologies proposées dans cet acte délégué ne reconnaissent pas le caractère décarboné de la production d'hydrogène avec l'électricité du réseau en France ou avec de l'électricité nucléaire en général.

Risque – in fine – que les projets industriels misant notamment sur les PPA nucléaires soient retardés et entravent l'émergence d'une filière.

- **Autres risques identifiés dans le contexte européen**

- **Clean Industrial Deal** : le nouveau contexte politique européen tend à mettre l'accent sur des politiques en faveur de la compétitivité en particulier via un « Clean Industrial Deal » annoncé pour début 2025. Il existe un risque que la priorisation des enjeux de compétitivité se fasse au détriment d'une électrification ambitieuse fondée sur une approche neutre technologiquement pour atteindre les objectifs climatiques de l'Union européenne et ce, malgré l'annonce par la Commission européenne d'un plan d'électrification.

- **Moteurs thermiques** : dans ce contexte également, il existe un risque de remise en cause des textes sur l'interdiction de la vente de moteurs thermiques neufs en 2035 qui pourrait affecter la trajectoire d'électrification de la mobilité.
- **Élaboration des règles environnementales** : la protection de l'environnement (eau, air, sol, produits chimiques…) est au cœur des préoccupations du groupe EDF. L'élaboration des règles en la matière doit tenir compte des contraintes industrielles, de la sûreté des installations, des risques pesant sur les chaînes d'approvisionnement et sur le fonctionnement d'installations de production d'électricité bas carbone, indispensables à l'atteinte des objectifs climatiques de l'Union européenne.

b) Actions de maîtrise

Les actions de maîtrise sont nécessairement limitées pour ces risques qui proviennent de décisions externes à l'entreprise. Elles comportent les éléments suivants :

- veille sur le contexte politique, législatif, réglementaire, en France, en Europe, et dans les zones où le Groupe est présent ;
- analyse des conséquences potentielles des textes publiés, en préparation ou potentiels, afin d'identifier leur impact sur le Groupe concernant notamment le post-ARENH, les mesures d'aide aux clients, le tarif réglementé de vente, etc. Le but est de fournir des éléments pour le plan d'action de renforcement de la structure bilantielle du Groupe ;
- argumentation auprès des pouvoirs publics et des élus, en France et en Europe, pour partager sur les impacts potentiels des textes en préparation, directs et indirects, pour EDF et le Groupe ;
- contribution aux consultations publiques sur les textes pertinents en préparation, au niveau national et au niveau européen ;
- contribution aux consultations publiques sur les textes pertinents en préparation, au niveau national et au niveau européen ;
- participation d'EDF au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) ;
- participation d'EDF aux associations d'industriels et *think tanks* en France et au niveau européen ;
- mise en place de dispositifs opérationnels de mise en conformité avec les textes à enjeu ou impact significatif identifié pour EDF ou le Groupe ;
- politiques de Contrôle des risques marchés de l'énergie et des risques financiers ;
- Afin d'atténuer le risque de constitution d'une créance tarifaire (le CRCP) du fait d'une exposition au marché de l'intégralité des achats de pertes, dialogue avec l'État en faveur d'une augmentation du coefficient d'apurement annuel du CRCP de +/-2% en TURPE 6 à +/-3 % en TURPE 7 ;
- dialogue régulier avec les services de l'État sur la question du financement des charges de service public de l'énergie afin de sécuriser la mise en œuvre du mécanisme de compensation ;
- pour réduire les occurrences de prix négatifs qui sont préjudiciables à la fois à l'entreprise et aux charges de service public, des leviers ont été identifiés. Il est souhaitable de développer l'incitation des consommateurs à privilégier l'après-midi pour consommer, et côté de l'offre de production, il est souhaitable de faire évoluer le cadre de soutien existant et futur afin que les installations soient incitées à s'arrêter chaque fois que c'est le choix le plus économique.

3B – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques

RÉSUMÉ

Le Groupe exerce ses activités de production hydroélectrique, principalement en France, dans le cadre de contrats de concessions ou d'autorisations. Le Groupe n'est donc pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite. En France, l'évolution du cadre législatif et réglementaire, notamment pour le renouvellement des concessions (régime des installations de puissance supérieure à 4,5 MW), l'évolution des conditions économiques des cahiers des charges des concessions et les conditions de mises en œuvre des procédures de publicité et de mise en concurrence pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

En France, les enjeux associés au renouvellement des concessions hydrauliques sont précisés à la section 1.4.1.3.1.4 « Les enjeux de la production hydroélectrique ».

Au 31 décembre 2024, l'État n'avait pas renouvelé 36 titres de concession échus correspondant à une puissance installée de 3 647 MW. Ces concessions se trouvent sous le régime dit des « délais glissants ». Le Code de l'énergie prévoit que lorsqu'à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession. Ce régime permet uniquement d'assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif.

La France a reçu deux mises en demeure de la Commission européenne (CE). Dans la première, datée du 22 octobre 2015, la CE considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions des articles 102 et 106 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) qui conduirait à renforcer une position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail. Par ailleurs, le 7 mars 2019, la CE a adressé à la France une seconde mise en demeure en invoquant une non-conformité au droit européen de la commande publique dans le cadre du renouvellement des concessions.

Le groupe EDF pourrait ne pas obtenir le renouvellement en sa faveur de chacune de ses concessions ou l'obtenir dans des conditions économiques moins favorables. Par ailleurs, l'indemnisation qui devrait être versée notamment par l'État, en cas de résiliation anticipée de l'exploitation d'une concession, pourrait ne pas permettre une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe. La réglementation future ou les discussions avec la CE pourraient également évoluer dans un sens préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

Sur ce sujet du renouvellement des concessions, les discussions sont toujours en cours entre l'État et la Commission européenne (CE) sur la résolution de deux mises en demeure. Cette situation ne permet pas de développer des actifs hydroélectriques. À date, le gouvernement réfléchit à une solution juridique permettant ce développement, nécessaire au système électrique.

Dans les autres pays, en fonction du contexte local, et principalement en Italie, les concessions pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en la faveur du Groupe, avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

EDF agit en concessionnaire responsable par le dialogue et la co-construction avec l'ensemble de ses parties prenantes, principalement sur la gestion de l'eau et un soutien au développement économique local aux territoires.

La concertation est menée au quotidien par un travail collaboratif étroit avec les acteurs économiques, politiques et associatifs des territoires concernés et un dialogue de proximité avec les riverains des ouvrages.

En France, l'ancrage économique dans les territoires passe par une démarche de maximisation des retombées économiques locales en réalisant 78 % de l'ensemble de ses achats sur les territoires hydrauliques au bénéfice du tissu industriel de proximité (référencement dans les panels fournisseurs de plus de 62 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique) (voir la section 1.4.1.3.1 « Production hydroélectrique en France »).

3C – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité

RÉSUMÉ

Enedis exerce ses activités de distribution dans le cadre de concessions de service public (de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production ou de fourniture d'électricité) et n'est pas propriétaire de la plupart des actifs qu'elle exploite. L'évolution du cadre légal ainsi que celle des cahiers des charges des concessions pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

En France, il résulte de la loi qu'Enedis et les entreprises locales de distribution (ELD) disposent, dans leurs zones de desserte respectives (ainsi qu'EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental) de droits exclusifs pour assurer la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité. De même, là encore au titre des droits exclusifs qui leur sont accordés par la loi, EDF et les ELD exercent dans leurs zones de desserte respectives la mission de fourniture aux tarifs réglementés.

Dans la mesure où la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE) est confiée par la loi aux collectivités locales (communes ou EPCI) et où ces AODE sont, sauf pour les postes sources, propriétaires des actifs constituant le réseau public de distribution d'électricité, la loi prévoit qu'Enedis conclue avec ces dernières des contrats de concession dont la durée va généralement de 25 à 30 ans.

Ainsi, Enedis assure ses missions de service public (entretien, renouvellement et développement du réseau, comptage, raccordements, etc.) aussi bien au titre de la loi (le Code de l'énergie désigne en effet les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et précise les missions qui leur sont confiées) qu'au titre de ces contrats de concession. Ces derniers ont par ailleurs pour objet, là encore en application de la loi, la fourniture aux TRVE ; ils sont donc tripartites (ils lient l'AODE, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés).

Enedis exerce ses activités de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production ou de fourniture d'électricité.

b) Risques principaux

En raison des droits exclusifs qui leur sont accordés, Enedis et EDF, lors du renouvellement d'un contrat de concession, ne peuvent pas être mis en concurrence avec d'autres opérateurs. L'actuel processus de renouvellement des contrats de concession avec l'ensemble des AODE est fondé sur un modèle de contrat établi en décembre 2017 par la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), France Urbaine, Enedis et EDF.

Même si deux décisions du Conseil d'État de juillet et septembre 2020 sont venues confirmer la compatibilité des droits exclusifs accordés à Enedis et à EDF avec, d'une part, le droit de l'Union européenne et, d'autre part, le principe constitutionnel de libre administration des collectivités locales, la modification de ces dispositions par voie législative ou à la suite d'une décision de justice ne peut être exclue.

c) Actions de maîtrise

- Veille et suivi des textes, européens ou nationaux, sectoriels ou non.
- Suivi attentif de tout litige susceptible de remettre en cause le modèle de la distribution publique d'électricité.

3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité

RÉSUMÉ

Des pratiques prohibées et contraires à la loi et à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers (notamment des violations de droits humains ou de libertés fondamentales), pourraient exposer le groupe EDF à des sanctions civiles ou pénales, avec un impact financier ou réputationnel important.

Criticité : ■ Modérée

a) Risques principaux

L'internationalisation des activités du Groupe et le renforcement des cadres réglementaires réprimant des pratiques contraires à l'éthique dans la conduite des affaires, notamment, sont susceptibles d'exposer le Groupe, ses collaborateurs ou des tiers agissant pour le compte du Groupe à des atteintes à ses engagements éthiques ou à des non-conformités pouvant porter atteinte à la réputation ou conduire à des sanctions civiles ou pénales et affecter la performance financière du Groupe.

b) Actions de maîtrise

Afin de prévenir les risques d'atteinte à l'éthique ou de non-conformité, 13 programmes ont été mis en place, couvrant les sujets suivants :

- la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ;
- la prévention des conflits d'intérêts ;
- la lutte contre la fraude ;
- la conformité aux programmes de sanctions internationales ;
- la prévention du harcèlement et de la discrimination ;

- la prévention des abus de marché ;
- la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ;
- la conformité au règlement européen EMIR (*European Market Infrastructure Regulation* visant à réguler les marchés financiers) ;
- la conformité au règlement REMIT (règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie) ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la protection des données personnelles ;
- l'*export control* (biens à double usage) ;
- le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la santé sécurité).

Ces programmes sont précisés à la section 3.3.2 « Éthique, conformité et droits humains ».

3E – Risque lié aux contentieux

RÉSUMÉ

Des procédures ou contentieux pourraient avoir un impact significatif sur le plan financier ou sur la réputation du Groupe.

Criticité : ■ Modérée

a) Risques principaux

Dans le cadre de ses activités courantes, le groupe EDF est impliqué dans des litiges dont l'évolution ou l'issue pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats ou la situation financière d'EDF.

En particulier, du fait de sa position sur certains marchés, le groupe EDF fait l'objet, en France, de procédures initiées par ses concurrents ou par des autorités administratives. Les réclamations formulées à l'encontre d'EDF peuvent être significatives et pourraient conduire au paiement d'une indemnité ou d'une amende, voire au prononcé d'injonctions susceptibles d'impacter certaines de ses activités. Le groupe EDF peut également être engagé dans des procédures contentieuses relatives à des litiges commerciaux ou fiscaux aux enjeux significatifs dont le résultat est par nature imprévisible.

b) Actions de maîtrise

Le groupe EDF estime respecter d'une manière générale et dans tous les pays où il poursuit ses activités, l'ensemble de la réglementation spécifique en vigueur, et notamment celle relative aux conditions d'exercice de ses activités nucléaires. Toutefois, il ne peut préjuger sur ce point de l'appréciation des autorités de contrôle et des autorités administratives ou judiciaires qui sont saisies. Ces risques font l'objet d'une vigilance particulière via notamment des politiques de prévention (politiques contractuelles, politiques de conformité…) et d'une procédure de remontée d'informations à la Direction Juridique Groupe sur les litiges significatifs avérés ou potentiels.

Les principales procédures dans lesquelles le groupe EDF est impliqué sont décrites à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 21 « Passifs et actifs éventuels » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 et dans la section 7.1.5 « Litiges ».

2.2.4 *Risques financiers et de marché*

Le groupe EDF, par ses activités variées, est exposé à de nombreux risques financiers et de marché, qui pourraient peser sur les actifs et les passifs comptables identifiés au bilan du Groupe. Cette section décrit ces différents risques en abordant les risques qui pèsent sur les actifs et passifs du bilan du groupe, les risques de taux d'intérêt, les risques de marchés financiers, les risques marchés énergies, les risques de change, de contrepartie et de liquidité. Tous ces risques pourraient affecter la capacité du Groupe à financer ses investissements. Les risques financiers et de marché sont également développés dans le rapport d'activité (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés ») et l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

4A – Risque marchés énergies

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé, pour vendre sa production, directement ou indirectement, aux prix des marchés de gros de l'énergie et des marchés de capacité. Avec plus de 400 TWh exposés aux variations des prix de gros sur l'ensemble du Groupe à partir de 2026, la volatilité des marchés de l'électricité et du gaz fait peser des incertitudes majeures sur les recettes futures d'EDF.

Du fait des clauses de sécurisation financière des transactions sur les marchés de gros (appels de marge et dépôts de marge initiale), EDF fait également face à un risque de flux de trésorerie importants au gré des variations des prix de gros.

Criticité : ■ ■ ■ Forte

a) Contexte

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés de l'énergie à travers ses activités de production, de distribution et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros : électricité – prix de l'énergie et prix des garanties de capacité pour les pays concernés – gaz, charbon, produits pétroliers, quotas d'émissions de CO_2 (voir la section 5.1.2 « Éléments de conjoncture » pour des informations sur les évolutions récentes de ces prix). Il existe une corrélation entre ces marchés : une baisse des prix du gaz, du charbon, des produits pétroliers ou du CO_2 entraîne une baisse des prix de l'électricité.

Les prix de gros de ces différentes commodités fluctuent au gré de l'équilibre entre l'offre et la demande au niveau mondial (pour le pétrole, le charbon et le gaz) ou au niveau européen et national (pour l'électricité). Ces marchés peuvent connaître des fluctuations de prix importantes et imprévisibles, à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité.

b) Risques principaux

En France, les risques et la gestion des risques liés à l'ARENH disparaîtront avec la fin du dispositif ARENH fin 2025 ; l'écrêtement ARENH pour 2025 est définitivement connu en décembre 2024 et les positions 2025 (dernière année avec ARENH) sont presque intégralement couvertes en fin d'année 2024 également.

Par conséquent, l'augmentation du volume d'activité du Groupe sur les marchés de gros à partir de 2025 l'expose à des besoins de trésorerie beaucoup plus importants que les années précédentes pour faire face aux appels de marges et dépôts de marges initiales ainsi qu'à des risques de contreparties en cas de défaillance de ses partenaires commerciaux.

Ces expositions peuvent affecter ainsi le résultat et l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe. À l'échelle du Groupe, les volumes exposés aux variations des prix de gros dépassent 400 TWh.

EDF est donc tout particulièrement exposée à des prix bas. Sur un temps long, un déséquilibre entre croissance de l'offre de production et croissance de la consommation ou prix des commodités serait susceptibles de tirer les prix de gros vers le bas.

c) Actions de maîtrise

Le Groupe gère son exposition aux marchés de l'énergie à travers une politique spécifique de risques marchés énergies, qui vise à réduire progressivement les incertitudes sur le niveau de ses résultats financiers des années proches (voir la section 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés » pour des informations plus détaillées sur les principes et organisations associés). Le développement des contrats de long terme concourt également à réduire la variabilité des recettes d'une année sur l'autre. Ces actions permettent ainsi de lisser l'impact des variations de prix mais ne peut permettre de l'annuler. Par ailleurs, le Groupe reste soumis aux aléas affectant sa production ou la consommation de ses clients.

Le niveau de couverture recherché par le Groupe nécessite de trouver le bon équilibre entre réduction des aléas liés aux variations de prix et ceux liés aux variations du volume du portefeuille d'EDF.

4B – Risque lié aux actifs et passifs comptables identifiés au bilan du Groupe

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux risques liés aux variations des actifs et des passifs comptables qui constituent son bilan, résultant de l'évolution du contexte économique et financier, des activités et des marchés au sein desquels le Groupe évolue, ou encore de l'évolution des normes comptables qui sous-tendent l'établissement de la valeur de ces actifs et passifs.

Une variation significative de ses actifs à la baisse, ou de ses passifs à la hausse, liée à de telles évolutions, pourrait fortement dégrader la situation financière du Groupe, en réduisant notamment ses capacités d'appels aux marchés financiers pour financer ses activités, affecter ses résultats et l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe.

Criticité : ■■ Intermédiaire

a) Risques principaux

L'établissement des états financiers du groupe EDF nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, et des produits et des charges. Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des jugements et estimations significatifs sont détaillées à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 1.3.4 « Jugements et estimations de la Direction du Groupe » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Dans le cadre de ces estimations, le Groupe est exposé à des risques qui portent sur l'ensemble de ses actifs et passifs comptables et principalement sur les éléments suivants :

- **la valeur de ses actifs** et notamment la valeur des actifs immobilisés de production, résultant des projets de long terme que le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage ou maître d'œuvre, qui présentent une grande complexité en particulier, les projets EPR engagés en France (Flamanville 3, EPR2) et au Royaume-Uni (HPC, Sizewell). Compte tenu des nombreux risques d'ordre technique et d'ordre opérationnel, liés au financement, ou le cas échéant au cadre réglementaire (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle »), et compte tenu des nombreuses incertitudes sur l'environnement économique (courbe des prix, niveaux des taux...), la valeur des actifs présentée au bilan du Groupe est soumise à des risques importants de pertes de valeur qui pourraient significativement dégrader la situation financière et la performance du Groupe dans le futur ;
- **la valeur des passifs** et notamment la valeur des provisions constituées au bilan, notamment les provisions liées aux activités nucléaires du Groupe en France, relatives au démantèlement futur du parc nucléaire existant et à la gestion des déchets. Compte tenu des nombreux risques spécifiques aux activités nucléaires (décrits à la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires »), la valeur des provisions présentée au bilan du Groupe est soumise à des risques importants de variations à la hausse, qui pourraient significativement dégrader la situation financière et la performance du Groupe dans le futur. Au-delà des risques abordés dans le risque 2A « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés », le groupe EDF évalue les risques sur ses provisions nucléaires, qui pourraient découler de l'évolution des normes comptables internationales, sous-tendant l'établissement des comptes consolidés du Groupe. En particulier, le projet d'évolution de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels », envisagé par l'IASB (normalisateur international), pourrait conduire à adopter un taux d'actualisation dit « sans risque », qui pourrait, en fonction des modalités d'estimation, être très sensiblement inférieur au taux d'actualisation actuellement prescrit et retenu par le Groupe pour l'évaluation de ses provisions nucléaires. Cette évolution, qui pourrait être appliquée à l'horizon 2027 ou 2028, pourrait, en fonction des modalités d'application, conduire à réévaluer de manière très significative les provisions nucléaires constituées au bilan du Groupe. Dans cette hypothèse, si le taux de couverture des provisions par les actifs dédiés était inférieur à 100 %, la réglementation relative à ces actifs pourrait contraindre EDF à effectuer une dotation complémentaire aux actifs dédiés en trésorerie, ce qui diminuerait le cash-flow et augmenterait la dette économique du Groupe (la réglementation, actuellement en vigueur, et la méthode d'évaluation des provisions nucléaires sont décrites dans les notes 15.1.1.5 « Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité » et 15.1.2.1 « Réglementation » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024).

b) Actions de maîtrise

Face aux risques liés à la valeur des actifs, les actions de maîtrise opérationnelles se sont poursuivies avec la mise en place d'un contrôle et une structure de gouvernance solide (voir le risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »). Les tendances économiques et les évolutions de marché sont monitorées périodiquement et des analyses approfondies de la valeur de ses actifs sont effectuées fréquemment afin de détecter rapidement toute dépréciation éventuelle et adapter sa stratégie. Sur ce dernier point, le Groupe gère son exposition aux risques liés aux actifs et passifs identifiés au bilan du groupe EDF, à travers une politique spécifique au reporting financier et comptable. À chaque clôture, la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance du groupe EDF se conforme à cette politique et s'assure de sa bonne application.

Dans ce cadre, le groupe EDF s'assure de la recouvrabilité de la valeur de ses actifs, présentés au bilan lors de l'établissement des états financiers du Groupe. Pour ce faire, des tests d'*impairment* (ou tests de dépréciation) sont réalisés, dans le strict respect des normes comptables applicables en la matière, dans le cadre d'un processus mis en place par la direction du Groupe et décliné au sein des différentes entités qui le composent. La méthode appliquée et ses résultats sont détaillés dans une note dédiée des états financiers (voir la section 6.1, note 10.8 « Perte de valeur/reprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). Ces sujets font l'objet d'une attention particulière de nombreuses parties prenantes (gouvernance du Groupe, marchés financiers et analystes, AMF, Cour des comptes).

Par ailleurs, le groupe EDF et sa Direction Performance, Impact, Investissement et Finance mettent en place les dispositifs et ressources permettant de contribuer aux projets comptables à enjeux significatifs pour le Groupe, liés notamment à l'évolution des normes comptables internationales. Ainsi, le Groupe se mobilise face à l'émergence du risque qu'impliquerait le projet d'évolution de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » envisagé par l'IASB, pour l'évaluation de ses provisions nucléaires. Dans ce cadre, le Groupe analyse et décrypte les enjeux de ce projet sur les comptes du Groupe et suit l'évolution du processus d'amendement de la norme à l'IASB. De nombreuses actions sont également engagées par le Groupe auprès des parties prenantes concernées (membres de l'IASB, préparateurs de comptes, services de l'État actionnaire du Groupe...) pour sensibiliser sur les enjeux d'un tel projet, être force de proposition vis-à-vis de l'IASB et identifier d'éventuelles voies alternatives.

4C – Risque marchés financiers

RÉSUMÉ

Du fait de ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques liés aux marchés financiers notamment à un risque sur les actifs détenus sous forme d'actions et d'obligations.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

Risques principaux

Le Groupe est exposé à un risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et des participations directement détenues par le Groupe.

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions et aux risques de taux et de change.

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2024 s'élève à 13 447 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établit au 31 décembre 2024 à 11,36 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 17,04 % à fin 2023. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 528 millions d'euros.

À fin décembre 2024, la sensibilité des obligations cotées (12 489 millions d'euros) au sein des actifs dédiés d'EDF s'établissait à 5,7, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 708 millions d'euros. La sensibilité était de 4,9 à fin décembre 2023.

4D – Risque taux d'intérêt

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux risques liés à l'évolution des taux d'intérêt dans différents pays dans lesquels il opère. Ces taux dépendent en partie des décisions des banques centrales.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Risque de baisse des taux d'intérêt

Risques principaux

Des variations à la baisse des taux d'intérêt pourraient affecter l'endettement économique du Groupe, du fait de l'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers ainsi que des passifs actualisés du Groupe. Les taux d'actualisation des engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir la section 6.1, note 16 « Provisions pour avantages du personnel » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024) et les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la section 6.1, note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024) sont en effet liés directement ou indirectement aux taux d'intérêt aux différents horizons de temps.

Pour le cas particulier des provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation pourrait, en outre, être amené à baisser au cours des prochaines années en raison de l'effet du plafond réglementaire applicable à ce taux, ou de l'effet éventuel de l'évolution de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » envisagée par l'IASB, comme évoqué ci-dessus.

S'agissant du plafond réglementaire, l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007, décrit les nouvelles dispositions concernant le plafond réglementaire du taux d'actualisation exprimé en valeur réelle égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière du taux d'intérêt réel à long terme retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (UFR) applicable à la date considérée, majorée de 150 points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024, conformément à l'arrêté du 27 décembre 2023 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Par ailleurs, une augmentation des provisions nucléaires du fait d'une baisse du taux d'actualisation pourrait rendre nécessaires des dotations aux actifs dédiés, et se traduirait par un effet défavorable sur les résultats, sur la génération de cash-flow et l'endettement financier net du Groupe.

Le cas échéant, une augmentation des provisions, notamment celles couvertes par les actifs dédiés, ne signifie pas néanmoins une transposition mécanique sur le montant à doter aux actifs dédiés aux dates considérées, celui-ci étant notamment en fonction :

- de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant ;
- du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité de fixer un délai, dans la limite maximale de 5 ans, pour effectuer la dotation, sous réserves de validation par l'Autorité administrative (conjointement le ministre chargé de l'Énergie et le ministre chargé de l'Économie).

Compte tenu du cadre réglementaire, aucune dotation complémentaire n'est attendue au titre de l'année 2024 (comme en 2022), le taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés étant supérieur à 100 %.

Par ailleurs, une hausse des anticipations des taux d'inflation, à taux d'intérêt donné, se traduirait par une baisse des taux d'intérêt réels qui aurait des effets similaires à ceux d'une baisse des taux d'intérêt sur les passifs actualisés du Groupe, compte tenu du fait que les charges futures prises en compte dans ces passifs sont considérées comme indexées sur les taux d'inflation.

b) Risque de hausse des taux d'intérêt

Risques principaux

Des variations à la hausse des taux d'intérêt pourraient affecter la capacité du Groupe à se financer à des conditions optimales, voire sa capacité à se refinancer si les marchés étaient très tendus du fait du risque relatif à l'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. De plus, les titres financiers et les produits dérivés détenus par le Groupe, ainsi que les dettes émises, peuvent payer ou recevoir des coupons directement indexés sur les taux d'intérêt variables.

Ainsi, une hausse des taux d'intérêt de 0,5 % aurait un effet d'environ 90 millions d'euros sur le résultat avant impôt, du fait de l'augmentation des coupons liés aux dettes émises par le Groupe à taux variables ou variabilisées, compensée par l'augmentation des produits de trésorerie du Groupe, générant un impact net défavorable en trésorerie.

En revanche, ces impacts défavorables liés à une hausse des taux seraient en principe plus que compensés par les impacts favorables liés à une hausse des taux d'intérêt en lien avec les engagements de long terme (voir le point précédent), sans conséquence immédiate automatique sur le cash-flow.

4E – Risque d'accès à la liquidité

RÉSUMÉ

Le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et les dotations au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme, et également pour faire face à tout évènement exceptionnel. Toute dégradation de la notation financière d'EDF (1) pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer. Au 31 décembre 2024, l'endettement financier net du Groupe est de 54 346 milliards d'euros.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

La capacité du Groupe à lever une nouvelle dette, à refinancer ses dettes existantes ou plus généralement à lever des fonds sur les marchés financiers, et les conditions pouvant être obtenues pour ce faire, dépendent de nombreux facteurs, dont la notation des entités du Groupe par des agences de notation. La dette du Groupe est périodiquement notée par des agences de notation indépendantes.

Pour faire face aux besoins de liquidité, le Groupe a recours à des émissions sur le marché obligataire et monétaire, à des emprunts bancaires, et des dettes, collatéralisées ou non.

Le Groupe a ainsi réalisé :

Le 15 avril 2024, EDF a levé 2,050 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions de dollars américains, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,650 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,950 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions de dollars américains, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,000 %.

Le 13 mai 2024, EDF a levé 750 millions de dollars canadiens sur 2 tranches d'obligations senior :

- une émission d'obligations d'un montant de 350 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,379 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 400 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,777 %.

Le 11 juin 2024, EDF a lancé une émission obligataire senior verte sur 3 tranches de 3,0 milliards d'euros :

- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,125 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France ;
- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement des projets d'énergies renouvelables et des projets hydroélectriques ;

(1) À la date du présent document d'enregistrement universel, la notation long terme d'EDF est la suivante : BBB assortie d'une perspective stable (*S&P Global Ratings*) ; Baa1 assortie d'une perspective stable (Moody's) ; BBB+ assortie d'une perspective négative (Fitch Ratings).

- une émission d'obligations d'un montant de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,750 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement de la distribution d'électricité liée notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique.

Le 26 juin 2024, EDF a réalisé une émission d'obligations de 100 millions d'euros d'une maturité de 10 ans indexée sur l'inflation avec un coupon réel fixe de 1,874 %.

Le 21 août 2024, EDF a également lancé une émission obligataire senior verte de 310 millions de francs suisses sur 2 tranches dont le produit net des obligations vertes sera affecté au financement et/ou au refinancement des investissements définis dans le Green Financing Framework d'EDF et alignés avec la taxonomie européenne dans les projets d'énergies renouvelables et les projets hydroélectriques :

- une émission d'obligations d'un montant de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,5650 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 1,7425 %.

Le 10 septembre 2024, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides vertes multidevises sur 3 tranches dont le produit net sera affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le Green Financing Framework d'EDF et alignés avec la Taxonomie européenne dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France :

- une émission d'obligations d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon fixe de 5,125 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 5,25 ans, en 2029 ;
- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions d'euros, avec un coupon fixe de 5,625 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 8 ans, en 2032 ;
- une émission d'obligations d'un montant de 500 millions de livres sterling, avec un coupon fixe de 7,375 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 11 ans, en 2035.

Le 18 octobre 2024, EDF a levé 35,8 milliards de yens, soit l'équivalent environ de 220 millions d'euros, à travers 2 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») :

- une obligation de 28,3 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,172 % ;
- une obligation de 7,5 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,423 %.

Le 31 octobre 2024, EDF a réalisé une émission d'obligations senior de 500 millions de livres sterling de maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,500 %.

Le Groupe a également conclu en avril 2024 un prêt bancaire de maturité 5 ans pour un montant de 300 millions d'euros.

EDF a mis en place en mai 2024 des prêts bancaires verts de maturités 3 à 5 ans pour un montant total d'environ 5,8 milliards d'euros, dont une partie en dollars américains et une partie en euros, dont la plupart sont affectés au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le Green Financing Framework d'EDF et alignés avec la Taxonomie européenne dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

EDF a signé en août 2024 une ligne de crédit bilatérale auprès de la BEI de maturité 10 ans, pour 500 millions d'euros.

Enfin, en 2024 EDF a remboursé plus de 10,7 milliards d'euros, 1,7 milliard de dollars américains et 23 milliards de yens de prêts bancaires signés en 2022 et 2023.

b) Principaux risques

Toute dégradation de la notation financière d'EDF pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer.

Par ailleurs, l'année 2024 a été marquée par une amélioration de la disponibilité du parc de production nucléaire en France. S&P a rehaussé le 5 juin 2024 la perspective de sa notation pour EDF, passant de « stable » à « positive ». L'année 2024 a également été marquée par plusieurs révisions de la notation de la France. Au titre du « support de l'État », la notation d'EDF a intégré ces révisions selon une méthodologie propre à chaque agence. Ainsi, Fitch a baissé sa perspective sur la notation de la France le 11 octobre 2024, puis l'a répercutée le 28 octobre 2024 sur celle d'EDF. S&P et Moody's ont baissé leur notation respective de la France le 31 mai 2024 et le 14 décembre 2024, sans impact sur la notation d'EDF.

c) Actions de maîtrise

Le groupe EDF est doté d'une politique de suivi du risque de liquidité prévoyant des indicateurs de suivi et des mitigations du risque.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- EDF émet, outre le marché de l'euro, sur le marché du dollar US, du dollar canadien, du yen, du franc suisse et de la livre sterling, ce qui lui permet de diversifier les devises de financement et sa base d'investisseurs ;
- EDF a publié, le 12 juillet 2022, une mise à jour de son cadre de financement vert [1] lui permettant d'augmenter substantiellement ses émissions vertes qui font l'objet d'une demande soutenue des investisseurs ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de facilités de crédit aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et à long terme des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché, la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe. Le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). Pour EDF, les plafonds s'élèvent à 12 milliards d'euros pour le programme NeuCP (dont 2 milliards d'euros de NEU CP « vert » et 2 milliards d'euros de NEU CP « vert nucléaire ») et à 10 milliards de dollars américains pour les US CP ; le Groupe a également accès à des ressources moyen terme dans le cadre d'un programme NEU MTN (*Negotiable European Medium Term Notes*) dont le plafond est de 2 milliards d'euros (dont 500 millions d'euros de NEU MTN « vert ») ;
- la mise en pension de titres issus du portefeuille de la trésorerie auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

(1) www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires/espace-obligataire/finance-durable

4F – Risque de contrepartie

RÉSUMÉ

Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients).

Criticité : ■■ Intermédiaire

a) Risques principaux

La défaillance de certaines contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (pertes de créances ou surcoûts liés à un changement de fournisseur en cours de projet par exemple).

b) Actions de maîtrise

Le Groupe reste vigilant sur les contreparties industrielles et commerciales qui pourraient être fragilisées par un contexte économique défavorable.

Le Groupe est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Chacune des entités concernées adapte les principes à leurs enjeux et leurs activités, et mettent en place des actions spécifiques de mitigation du risque. La politique prévoit la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe.

À fin septembre 2024, les expositions du Groupe sont à 88,8 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués.

4G – Risque de taux de change

RÉSUMÉ

Du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les capitaux propres et la situation financière.

Criticité : ■ Modérée

a) Risques principaux

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et la rentabilité des projets.

Le Groupe étant impliqué dans des contrats longs, une variation défavorable des devises pourrait avoir des conséquences sur la rentabilité des projets. En l'absence de couverture, les fluctuations de change entre l'euro et les devises des différents marchés internationaux sur lesquels le Groupe opère peuvent donc significativement modifier les résultats du Groupe et rendre difficiles les comparaisons de performance d'une année à l'autre. Si l'euro s'apprécie (ou se déprécie) par rapport à une autre devise, la valeur en euros des éléments d'actif et de passif, des produits et des charges initialement comptabilisés dans cette autre devise diminuera (ou augmentera). En outre, dans la mesure où le Groupe est susceptible d'encourir des charges dans une devise différente de celle dans laquelle les ventes correspondantes sont réalisées, des fluctuations des taux de change pourraient entraîner une augmentation des charges, exprimées en pourcentage du chiffre d'affaires, ce qui pourrait affecter la rentabilité et les revenus du Groupe.

b) Actions de maîtrise

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises. Le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif. Les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque. Les ratios de couverture varient selon la devise. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises. De manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

2.2.5 *Transformation du Groupe et risques stratégiques*

5A – Adaptation des compétences

RÉSUMÉ

Le Groupe devra contribuer à sécuriser les compétences des différentes filières de la transition énergétique dans un marché de l'emploi en tension pour faire face à un volume important d'activité à la suite notamment du discours de Belfort du 10 février 2022 (parc existant, EPR2, augmentation du volume de raccordement, gain de clients).

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Le groupe EDF a décliné dans sa stratégie, sa raison d'être et ses engagements RSE, ses enjeux de contribution à la transition énergétique. Pour réussir ses projets industriels cruciaux pour l'indépendance énergétique du pays, les besoins en compétences du groupe EDF et de ses partenaires industriels sont estimés à environ 20 000 emplois supplémentaires par an en moyenne (soit 200 000 sur 10 ans) dont 10 000 par an pour la filière nucléaire et dont 10 000 emplois pour le seul groupe EDF.

Le Groupe a la conviction qu'il ne réussira pas seul ; il a donc construit un plan d'actions stratégique sur les compétences avec les entreprises et les salariés des filières de la transition énergétique.

b) Actions de maîtrise

Au regard des volumes de compétences nécessaires, de la trop faible attractivité des métiers de l'industrie, du risque de rétention des compétences au sein de ses propres entités en réponse à leurs besoins et du contexte dynamique de l'emploi en France, le groupe EDF a décidé d'amplifier les actions mises en œuvre en matière de développement et de sécurisation des compétences à 10 ans. Le Chantier Compétences vise à développer et fidéliser les compétences existantes au sein du Groupe et à préparer les compétences nécessaires. Cette nouvelle dynamique embarque l'ensemble des parties prenantes : les pouvoirs publics, l'Éducation nationale, France Travail, les industriels concernés, au double niveau national et local.

Les principales actions vont permettre de :

- renforcer la cohérence d'ensemble entre les filières de la transition énergétique, les entités et métiers du Groupe, et les régions. Cette cohérence porte sur l'orientation, l'attractivité, le sourcing, le recrutement et les formations. Elle est organisée à trois niveaux : les acteurs nationaux de l'emploi et de l'éducation, les grandes filières industrielles, ainsi que les régions et leurs campus des métiers ;
- passer à l'échelle pour être au rendez-vous des volumes exigés en assurant l'identification des besoins en région et la planification anticipée des ressources, en attirant les candidats dans les cursus de formation de la Transition Énergétique et dans le groupe EDF, en diversifiant le sourcing des candidats au recrutement et en proposant des parcours professionnels fidélisants.

5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux effets physiques du changement climatique qui pourraient avoir des conséquences sur ses propres installations industrielles et tertiaires et plus globalement sur la situation financière du Groupe. Les effets du changement climatique ont aussi des enjeux systémiques, incluant des impacts croisés sur le groupe EDF et ses parties prenantes externes. Par ailleurs l'environnement sociétal, technologique et économique pourrait ne pas être favorable aux solutions bas carbone portées par le Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

Selon le découpage proposé par la TCFD (*Task Force for Climate-related Financial Disclosures*), à laquelle EDF se conforme, les risques liés au changement climatiques sont structurés en deux parties : les risques de non-adaptation aux effets physiques du changement climatique (dits « risques physiques »), et les risques induits par la transition vers une économie bas carbone (dits « risques de transition »).

a) Principaux risques physiques

Le fonctionnement des installations du groupe EDF sont étroitement liées aux ressources naturelles (en particulier eau, vent et ensoleillement). La fiabilité globale du système électrique repose sur la résilience des installations de production et des infrastructures de réseaux face aux évolutions climatiques, qu'il s'agisse d'effets chroniques ou de l'augmentation de la fréquence et de l'intensité d'évènements climatiques extrêmes.

Les risques extrêmes peuvent potentiellement affecter la sûreté, la sécurité des installations et des infrastructures de réseau ou le niveau de production. Les risques chroniques peuvent avoir des conséquences sur les conditions de travail, le niveau de production, les capacités de transfert des réseaux, et les ressources naturelles exploitées, en particulier la ressource en eau (conflits de ressources).

Du fait de cette sensibilité au climat, et en tenant compte des nombreuses incertitudes associées aux effets du changement climatique, malgré les actions de maîtrise engagées, le changement climatique pourrait avoir des conséquences défavorables sur la continuité de l'activité du Groupe, ses performances opérationnelles, ainsi que son bilan et ses résultats financiers. En particulier, il pourrait engendrer des dépenses supplémentaires d'adaptation des installations. Ces risques pourraient aussi se traduire par des impacts sur les parties prenantes externes du Groupe (populations riveraines, fournisseurs, infrastructures collectives...).

b) Actions de maîtrise face aux risques physiques

- Des réexamens périodiques sont réalisés sur les installations nucléaires et hydrauliques, intégrant à la fois le retour d'expérience et les projections liées au changement climatique.
- Comme cela est requis par la politique RSE du Groupe, les principales entités opérationnelles du Groupe mettent régulièrement à jour leur plan d'adaptation au changement climatique. Ils sont particulièrement renforcés pour les entités nucléaires, en France et au Royaume-Uni, hydrauliques, insulaires et s'appuient chaque fois que possible sur les scénarios du GIEC, afin d'examiner les dispositions prises et à prendre. À cet effet, un guide de réalisation des plans d'adaptation est mis à disposition des entités du Groupe.

- À l'appui de ces actions, le groupe EDF s'est doté depuis les années 1990 d'une compétence spécifique de R&D sur les enjeux climatiques investie dans des projets de recherche académiques collaboratifs.
- Le Groupe mène de nombreuses actions de veille et d'anticipation sur les effets extrêmes et chroniques, de manière à actualiser ses plans d'adaptation, à la fois pour les installations de production et infrastructures, mais aussi pour anticiper les conséquences en termes d'équilibre offre-demande.
- Le Groupe mène des actions de coordination en interne et avec les parties prenantes externes relatives aux utilisations de l'eau.
- Un programme nommé ADAPT a été mis en place en France afin de renforcer la résilience, dans la durée, des installations de production nucléaires et thermiques du Groupe face au changement climatique. Ce programme prend en compte les enjeux systémiques, les risques et impacts relatifs à l'ensemble des parties prenantes, internes et externes.
- Le Groupe renouvelle régulièrement ses couvertures assurantielles en lien avec les risques de nature climatique.

c) Principaux risques de transition

Le contexte de transition dans le sens de la décarbonation est *a priori* favorable et porteur pour les activités d'EDF, en cohérence avec sa raison d'être et sa stratégie, mais il génère plusieurs risques de transition :

- le contexte externe, sociétal, concurrentiel, social, économique, ou industriel, pourrait constituer un frein à cette stratégie. En particulier, le développement de nouveaux moyens de production nucléaire pourrait ne pas être reconnu au niveau sociétal et politique comme déterminant pour permettre la transition bas carbone ;
- l'atteinte des objectifs de réduction des émissions et plus généralement la réussite de la stratégie bas carbone du Groupe sont principalement conditionnées par la réussite des actions de fermeture ou de décarbonation de centrales aux combustibles fossiles et par le développement accéléré de moyens de production renouvelables, en complément de la production nucléaire et hydraulique ;
- en outre, les nouvelles solutions énergétiques bas carbone et la construction de nouveaux sites de production d'électricité bas carbone peuvent induire des interrogations sociétales : à titre d'exemple, conflits d'usage sur les sols dans le contexte d'une limitation de l'artificialisation, sur l'eau dans un contexte de diminution de la ressource, et sur l'utilisation de minéraux rares ;
- les ministres de l'Énergie des pays du G7 se sont fixé pour objectif en 2022 de décarboner le secteur de la production électrique d'ici 2040, en ligne avec le scénario *Net Zero* de l'Agence internationale de l'énergie paru en 2021. Cette cible a été reprise par de nombreux acteurs, dont SBTI dans son standard *Net Zero*. Cela conduit EDF à devoir expliciter les impacts d'un tel scénario pour ses propres activités. Le Groupe, qui joue un rôle critique dans l'équilibre offre/demande du système électrique, en particulier en France, pourrait ne pas être en capacité de suivre cette trajectoire. Cela pourrait se traduire par des risques de réputation ou des actifs échoués. Une telle trajectoire de décarbonation à 2040 sur l'ensemble des activités nécessite que certaines conditions incitatives soient réunies, notamment concernant la robustesse du prix du CO_2 à long terme ou le soutien à l'ensemble des technologies bas carbone et leurs chaînes de valeur ;
- la directive européenne sur le reporting des données extra-financières (directive CSRD, adoptée en novembre 2022) fixe à toutes les entreprises européennes l'objectif de s'inscrire dans une trajectoire compatible avec l'objectif 1,5 °C et l'atteinte de la neutralité carbone à l'échelle européenne d'ici 2050. L'absence de standardisation dans les labels pose un risque de lisibilité de l'impact des activités d'EDF par ses parties prenantes. Le groupe EDF est labellisé 1,5 °C par Moody's *(Net Zero Assessment)* mais encore sur une trajectoire *Well Below 2°C* selon SBTi ;
- des évolutions législatives ou réglementaires nouvelles, ainsi que d'éventuelles conséquences d'actions en justice, liées au changement climatique pourraient également avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF et être source de nouveaux risques juridiques ou de non-conformité ;
- le Groupe pourrait également être amené à faire face à l'émergence de nouvelles technologies ou solutions disruptives s'inscrivant dans les objectifs de la transition.

d) Actions de maîtrise face aux risques de transition

- Trajectoire carbone. Le Groupe s'est fixé, dès 2018, l'objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050 puis s'est engagé en 2020 sur une trajectoire de réduction de l'ensemble de ses émissions (Scopes 1, 2 et 3) à 2030 et sur un plan de transition climatique. Après avoir diminué de 50 % ses émissions directes de CO_2 entre 2017 et 2022, le Groupe a pris en 2023 de nouveaux objectifs pour 2025, 2030 et 2035, se fixant une trajectoire ambitieuse à court et moyen termes pour la décarbonation de ses activités. (Voir la section 3.2.2.1.1.1 « Une ambition "Zéro émission nette" soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse »
- Déploiement des solutions bas carbone. Le Groupe se mobilise dans l'ensemble des solutions bas carbone, qu'il s'agisse de moyens de production d'électricité (renouvelables et nouveau nucléaire), le développement des flexibilités (notamment le stockage électrique), dans la mobilité électrique bas carbone et dans le développement de solutions de décarbonation pour l'industrie.
- Comme étape ultime d'une démarche de contribution à l'atteinte de la neutralité, le Groupe privilégie les projets dits « à émission négative » pour compenser ses émissions résiduelles à l'horizon 2050.
- Les actions de maîtrise du risque 3A portant sur les évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire consistent en : veille sur le contexte politique, législatif, réglementaire et jurisprudentiel ; analyse des conséquences potentielles des textes et suivi des actions en justice ; dialogue et argumentation auprès des pouvoirs publics.

e) Actions de maîtrise globale - synthèses et cartographie des risques climatiques

- Le Groupe dispose depuis les années 1990 d'une expertise importante en matière climatique, tant dans sa Direction R&D que dans ses centres d'ingénierie. Cette expertise fait l'objet de revues externes régulières. À titre d'exemple en 2019 dans le cadre du conseil scientifique d'EDF, ou en 2023 dans le cadre du Conseil de Parties Prenantes d'EDF (ces deux instances sont évoquées à la section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique »)
- Une cartographie des risques climatiques à l'échelle du Groupe, portant sur l'ensemble des risques physiques et de transition, suivant les recommandations de la TCFD est régulièrement présentée au Comité des risques et de l'audit. Elle s'appuie en particulier sur les plans d'adaptation des entités opérationnelles et sur l'expertise de la R&D. Les risques climatiques sont identifiés, évalués et actualisés annuellement selon la méthode générale de cartographie des risques du Groupe (résumés dans le présent facteur de risques, et un peu plus détaillés en section 3.2.2.3 « Résilience du modèle d'affaire face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques »).
- De la cartographie des risques climatiques, est décliné un plan d'action, inclus dans le projet d'entreprise, portant sur la trajectoire carbone et sur l'adaptation au changement climatique (démarche résilience).
- Une présentation au Conseil d'administration a été faite en septembre 2023. Elle portait sur les principales avancées des plans d'action, notamment en termes de gouvernance, de choix de scénarios pour les études climatiques et de complétion des plans d'adaptation des différents métiers du Groupe.

- Un audit sur l'adaptation des moyens du groupe EDF au changement climatique a été mené en 2022, complété par un audit en 2024 portant sur les risques environnementaux et climatiques. Les recommandations de 2024 portent sur : l'harmonisation des hypothèses relatives à l'évolution du climat entre les différentes entités du Groupe, la précision du niveau de résilience attendu pour le système électrique, la planification opérationnelle et le chiffrage des plans d'adaptation. Un plan d'action a été déployé et est suivi dans le cadre de la démarche résilience du Groupe.
- De nombreuses actions sont menées en interne, en vue de sensibiliser les dirigeants du Groupe sur les enjeux climatiques et de les mobiliser concrètement (voir la section 3.1.3.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération »).

5C – Capacité de transformation face aux ruptures

RÉSUMÉ

La stratégie de développement du Groupe, l'évolution du périmètre d'activités et les synergies au sein du Groupe pourraient ne pas être mises en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

- Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe ayant un impact significatif sur les activités du Groupe (SFEC et CRIM) ; accord européen sur les marchés de l'énergie ; dispositions post-ARENH en France à partir du 1er janvier 2026.
- Consensus de tous les acteurs sur le rôle majeur de l'électricité dans la décarbonation des activités économiques d'ici 2050… mais mise en œuvre difficile.
- Émergence de nouveaux marchés et de nouveaux acteurs, évolution des modèles d'activité des acteurs pouvant impacter les marchés de l'énergie. Évolution du contexte concurrentiel des marchés sur lesquels le Groupe opère, et des nouvelles attentes des clients.
- Volatilité persistante des prix d'énergies ; tensions sur les matières premières et matières critiques.
- Crise liée à l'aléa industriel corrosion sous contrainte (en voie de résolution), dans un contexte fragilisé par les crises (Covid, Ukraine).
- Tensions géopolitiques.
- Impact du changement climatique sur les activités du Groupe.

Dans ce contexte, la compétition s'intensifie dans tous les domaines : production d'énergie, fourniture, services, stockage, appels d'offres à l'international, alors que les règles du jeu évoluent, notamment avec les nouvelles dispositions de fonctionnement des marchés post-ARENH.

b) Risques principaux

Dans le contexte évoqué ci-dessus, le risque principal est de ne pas atteindre les ambitions stratégiques du Groupe. En particulier :

- risque que les transformations engagées pour faire face aux défis et opportunités créés dans ce contexte soient insuffisantes ou que le modèle du Groupe soit remis en cause. Les conséquences potentielles de ce risque se mesurent en termes :
  - de financement et de rentabilité (compte tenu du projet de nouvelle organisation du marché de l'électricité prévue en France à partir du 1er janvier 2026) dans le modèle d'activité,
  - de non-atteinte des objectifs d'électrification des usages, de décarbonation, de non-atteinte des objectifs de développement,
  - de dégradation de l'intégration amont/aval,
  - de diminution des synergies transverses déployées au sein du Groupe intégré,
  - de diminution de la capacité à saisir des opportunités nouvelles (mobilité, hydrogène…) et de perdre la position de leader du Groupe dans le domaine énergétique,
  - d'incapacité à trouver, dans les filières industrielles concernées, les compétences nécessaires au développement et à la réalisation des projets liés à la transition énergétique ;
- risque que les coûts du nucléaire et leur évolution ainsi que la capacité du Groupe à les financer contraignent le Groupe à reconsidérer le rythme de déploiement de sa stratégie.
- même en cas de transformation bien engagée et de dispositifs contractuels adéquats, le Groupe pourrait ne pas assurer la mise en œuvre de ses projets de décarbonation selon les calendriers prévus et dans des conditions satisfaisantes. Les solutions bas carbone pourraient ne pas complètement répondre dans la durée aux besoins exprimés par les clients et parties prenantes du Groupe avec la rentabilité escomptée ;
- risque que la mobilisation individuelle et collective du personnel ne soit pas suffisante, et que les modes de fonctionnement ne soient pas suffisamment efficaces, au regard des défis et de l'environnement externe du Groupe ;
- risque de ne pas atteindre les objectifs de transformation numérique du Groupe.

c) Actions de maîtrise

Les actions qui suivent s'inscrivent dans la raison d'être du Groupe et ses engagements RSE, en réponse aux besoins de ses clients et parties prenantes, face aux évolutions de l'environnement externe :

- poursuite du développement et du déploiement des solutions bas carbone : fourniture d'électricité bas carbone et services, notamment d'efficacité énergétique et de décarbonation des usages en accélérant la mise en œuvre des solutions d'électrification des usages, production d'électricité bas carbone, solutions de stockage, projets hydrogène bas carbone, solutions de flexibilité, dans une logique de développement durable et de proximité avec les clients et les territoires. Cette stratégie associe la recherche de relais de croissance à la valorisation des actifs existants. La stratégie et les leviers de la transformation du Groupe sont décrits dans la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » ;
- partage du Projet d'entreprise « Ambitions 2035 » permettant de porter, auprès des salariés, les ambitions du Groupe à travers les 4 axes stratégiques suivants, et de clarifier ainsi sa trajectoire de développement d'ici 2035 :
  - accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone,
  - produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables,
  - développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique,
  - développer les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique.

- mise en place des programmes de développement, d'adaptation, de transformation et des plans de performance. Ces programmes peuvent être complétés par une analyse stratégique des actifs, qui peut elle-même conduire à un besoin d'agilité financière supplémentaire donnant lieu à des cessions ou des acquisitions (voir la section 1.2.3 « Faits marquants ») ;
- actions de mobilisation des collectifs de travail et des leaders du Groupe au travers d'une démarche de transformation, promouvant notamment un même état d'esprit à développer (« une seule équipe, qui se réinvente, pour être au rendez-vous des résultats attendus ») et 5 traits de leadership à privilégier pour réussir « Ambitions 2035 ».

5D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme

RÉSUMÉ

Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages au personnel.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe en ce qui concerne les régimes à prestations définies (voir la section 6.1, note 16 « Provisions pour avantages du personnel » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). En France, à ces engagements au titre des retraites s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité.

Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base d'hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et, dans le cas des engagements sociaux en France, des règles régissant respectivement les prestations versées par les régimes de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc entraîner une augmentation des provisions correspondantes.

Ainsi, toute nouvelle réforme des retraites en France pourrait avoir un impact sur les engagements du Groupe.

Par ailleurs, si la valeur des fonds de pension au Royaume-Uni devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place un fonds de pension (EDFG) au Royaume-Uni, où la couverture des engagements est une obligation réglementaire, et des fonds externalisés en France, qui permettent une couverture partielle des engagements. Ces fonds font l'objet d'une stratégie de gestion actif-passif visant à maîtriser les risques d'augmentation des provisions résultant de ces engagements.

3.

État de durabilité et Plan de vigilance

3.1	**Informations générales**	**152**
3.1.1	Base d'établissement de l'état de durabilité	156
3.1.2	Gouvernance	158
3.1.3	Stratégie, Impacts, Risques et Opportunités matériels et politique RSE	164
3.1.4	Processus d'évaluation de double matérialité	179
3.1.5	Annexes	185
3.2	**Informations environnementales**	**196**
3.2.1	Système de management de l'environnement	196
3.2.2	ESRS E1 - Changement climatique	197
3.2.3	ESRS E2 – Pollution	227
3.2.4	ESRS E3 - Ressources hydriques	232
3.2.5	ESRS E4 - Biodiversité et écosystèmes	240
3.2.6	ESRS E5 - Utilisation de ressources et économie circulaire	248
3.2.7	Taxonomie verte	256
3.3	**Informations sociales**	**280**
3.3.1	Engagements sociaux du Groupe	280
3.3.2	ESRS S1 - Effectif de l'entreprise	285
3.3.3	ESRS S2 - Travailleurs de la chaîne de valeur	302
3.3.4	ESRS S3 - Communautés affectées	312
3.3.5	ESRS S4 - Consommateurs et utilisateurs finaux	319
3.4	**Informations sur la conduite des affaires**	**329**
3.4.1	Description des procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels	329
3.4.2	Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires	330
3.4.3	Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs	332
3.4.4	Prévention et détection de la corruption	334
3.4.5	Sûreté et gestion de crise	335
3.4.6	Influence politique et activités de lobbying	336
3.5	**Rapport des Commissaires aux comptes en charge de la certification des informations en matière de durabilité**	**339**
3.6	**Plan de vigilance**	**343**
3.6.1	Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance	343
3.6.2	Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes	345
3.6.3	Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance	346
3.6.4	Méthodologie de cartographie des risques du Groupe	347
3.6.5	Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2024	348
3.6.6	Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation	348
3.6.7	Système d'alerte du Groupe	355
3.6.8	Dispositifs de suivi	355

En cohérence avec la raison d'être d'EDF, sa stratégie, son modèle d'affaires et les facteurs de risques associés [1], le chapitre 3 détaille les enjeux, engagements, politiques, actions et résultats du groupe EDF en matière de performance extra-financière et de responsabilité sociétale de l'entreprise (RSE). L'état de durabilité correspond aux sections 3.1 à 3.4.

3.1 Informations générales

La raison d'être d'EDF repose sur des enjeux clés qui, déployés ensemble, visent à s'assurer que l'action du Groupe dans le cadre de la transition énergétique puisse s'effectuer de manière juste et inclusive. Pour un développement détaillé, voir la publication « Transition énergétique juste et inclusive, de la stratégie à l'action » publiée sur le site edf.fr [2].

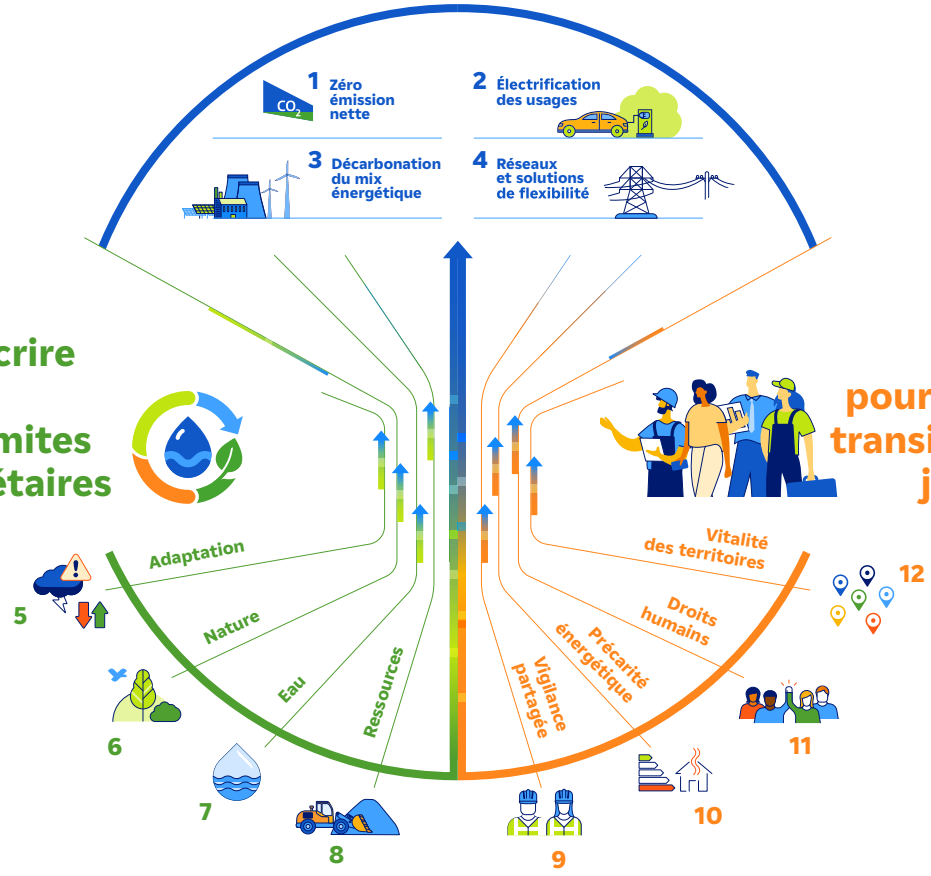
Les objectifs RSE du groupe EDF sont en cohérence avec le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et sa raison d'être : le groupe EDF s'engage à bâtir le système électrique de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste.

(1) Concernant la raison d'être d'EDF : voir l'introduction de l'URD ; concernant la stratégie du groupe EDF, voir la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » ; concernant le modèle d'affaires du groupe EDF : voir la section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires » et la section 1.4 « Description des activités du Groupe » ; concernant les facteurs de risques du groupe EDF : voir le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ».
(2) www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rse/transition-juste/edfgroup_rse_transition-juste-et-inclusive_principes_vf.pdf

NOS **ENGAGEMENTS RSE**

Notre raison d'être :
Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.
Pour contribuer au projet d'entreprise Ambitions 2035, **EDF se fixe 3 objectifs et 12 engagements RSE.**

Bâtir le système électrique de demain



Notre ambition : être la génération qui fait la transition

Bâtir le système électrique de demain

1. **Une ambition « Zéro émission nette »** sur l'ensemble de nos activités à l'horizon 2050.
2. **Électrification des usages :** accompagner nos clients vers des solutions innovantes bas carbone.
3. **Décarbonation du mix énergétique :** accélérer la substitution des fossiles par de l'électricité et de la chaleur bas carbone, grâce à nos installations, existantes et futures, nucléaires et renouvelables.
4. **Développement des réseaux et des solutions de flexibilité** pour répondre aux besoins du système électrique et faire face aux défis de la transition énergétique.

S'inscrire dans les limites planétaires

5. **Adaptation :** renforcer l'adaptabilité de nos activités dans les territoires face aux dérèglements climatiques.
6. **Nature :** contribuer à la régénération des écosystèmes et minimiser nos impacts négatifs.
7. **Eau :** contribuer à préserver la ressource en eau pour favoriser la résilience des milieux et satisfaire les usages de façon concertée et durable.
8. **Ressources :** s'engager pour un modèle circulaire sobre en matières premières et une gestion responsable de nos déchets nucléaires et conventionnels.

Agir pour une transition juste

9. **Vigilance partagée :** veiller à la sécurité et à la santé de toutes et tous, collaborateurs, partenaires et fournisseurs.
10. **Lutter contre la précarité énergétique.**
11. **Promouvoir les droits humains** pour plus d'inclusion, de diversité et d'impact positif dans notre chaîne de valeur.
12. **Vitalité des territoires :** maximiser les retombées positives pour les territoires accueillant nos activités par la concertation avec nos parties prenantes et le respect de leurs droits fondamentaux.

La cartographie suivante indique pour chaque engagement RSE, les enjeux de durabilité tels qu'issus de l'analyse de double matérialité, sa contribution aux Objectifs de développement durable (ODD) de l'ONU, et la mesure de performance associée.

Engagements RSE et indicateurs clés du Groupe

Engagements Groupe	ESRS	Enjeux de durabilité matériels pour EDF	Contribution aux ODD	Politique, actions, résultats, métriques
		Enjeu de durabilité transverse : Gouvernance		
BÂTIR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DE DEMAIN				
Ambition « Zéro émission nette »	E1	Atténuation du changement climatique		Section 3.2.2.1
Électrification des usages	E1	Atténuation du changement climatique		Section 3.2.2.1
Décarbonation du mix énergétique	E1	Atténuation du changement climatique		Section 3.2.2.1
Développement des réseaux et des solutions de flexibilité	E1, S4	Atténuation du changement climatique Continuité et fourniture d'électricité		Section 3.3.5.1
S'INSCRIRE DANS LES LIMITES PLANÉTAIRES				
Adaptation	E1	Adaptation au changement climatique		Section 3.2.2.2
Nature	E2, E4	Impact sur les écosystèmes Perte de biodiversité Pollution de l'air, de l'eau et des sols		Section 3.2.5
Eau	E3	Consommation et prélèvements d'eau douce Partage de la ressource en eau		Section 3.2.4
Ressources	E5	Déchets Flux de ressources entrants		Section 3.2.6
AGIR POUR UNE TRANSITION JUSTE				
Vigilance partagée	S1, S2, S3, S4, G1	Santé et sécurité de tous Éthique, conformité et transparence du lobbying Protection des données personnelles Sûreté et gestion de crise Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte		Section 3.3.2.6
Précarité énergétique	S4	Inclusion sociale des consommateurs et/ou des utilisateurs finaux		Section 3.3.5.2
Droits humains, inclusion, diversité et impact dans chaîne de valeur	S1, S2, S3, G1	Égalité, diversité et inclusion pour tous Droits humains du personnel de l'entreprise, des travailleurs de la chaîne de valeur et des communautés affectées Gestion des relations avec les fournisseurs Développement des compétences Dialogue social Attraction et fidélisation des travailleurs		Section 3.3.2.7 Section 3.4.1.2
Vitalité des territoires	S3	Développement territorial Dialogue et concertation avec les parties prenantes		Section 3.3.4 Section 3.3.4

Indicateur-clé de performance	Périmètre	Unité	Objectif				2022	2023	2024
Émissions Scope 1	Groupe	$MtCO_2e$ *vs* 2017	2027 -65 %	2030 -70 %	2035 -80 %	2050 -90 %		-63 %	**-67 %**
Émissions Scope 3	Groupe	$MtCO_2e$ *vs* 2019	2027 -30 %	2030 -35 %	2035 -45 %			-39 %	**-38 %**
Émissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants	Groupe	$MtCO_2$	2027 22	2030 30	2035 45		11,4	12,4	**13,4**
Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur	Groupe	gCO_2/kWh		2030 30	2035 22		50	37	**30**
Développement des énergies renouvelables	Groupe	GW bruts mis en service/an en moyenne			2035 8			2,9	**3,2**
Développement des réseaux : durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients	Enedis	min	2025 62				59,5	72,9	**71,6**
Part des plans d'adaptation mis à jour ces 2 dernières années	Groupe	%	2025 100 %						**54 %**
Restauration des écosystèmes : renaturation d'espaces naturels	EDF SA	nombre de sites	2025 12	Cible Groupe à construire					**6**
Intensité eau : eau consommée/production électrique du parc	Groupe	l/kWh	2027 < 0,9	2030 < 0,9	2035 < 0,9		0,75	0,82	**0,86**
Travaux en cours en vue de construire une ambition d'économies d'uranium naturel grâce au recyclage de combustible usé									
Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	Groupe	%	2027 > 90	2030 > 90	2035 > 90		88,4	85,3	**90,0**
LTIR Global	Groupe	par million	2025 < 1,6	2030 < 1			1,9	1,7	**1,6**
Précarité énergétique : nombre de limitations de puissance évitées comparé au nombre de limitations de puissance réalisées	EDF SA et Électricité de Strasbourg	%	Cible Groupe à construire						**398 612 (évitées)/ 426 938 (réalisées)**
Taux de mixité : femmes dirigeantes	Groupe	%		2030 40				24,0	**26,7 %**
Délais de paiement	France [1], Royaume-Uni [2], Belgique [3], Italie [4]	jours	2025 60	2030 60	2035 60				**< 60***
Taux annuel d'achats territorial	EDF SA	%	Cible Groupe à construire					94,5	**95,4 %**
Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée	Groupe	%	2025 100	2030 100	2035 100		100	100	**100 %**

* En France : 60 jours ; au Royaume-Uni : 42 jours ; en Italie : 38 jours ; en Belgique : 46 jours

(1) Incluant EDF SA, Framatome, Enedis, EDF Renouvelables, Électricité de Strasbourg et Dalkia.
(2) Incluant EDF Energy, Dalkia au Royaume-Uni et EDF Renouvelables au Royaume-Uni.
(3) Luminus.
(4) Edison

3.1.1 Base d'établissement de l'état de durabilité

La performance extra-financière est une composante de la performance intégrée du Groupe. Elle est au service d'une transition énergétique juste et inclusive.

Les informations en matière de durabilité ont été établies dans un contexte de première application des exigences légales et réglementaires résultant de la transposition de la directive européenne sur la publication d'informations en matière de durabilité des entreprises (Corporate Sustainability Reporting Directive, « Directive CSRD »). Cette première année d'application de la directive et des analyses de double matérialité qu'elle requiert, est caractérisée par des incertitudes sur l'interprétation des textes, l'absence de pratiques établies ou de données comparatives ainsi que par des difficultés de collecte de données, en particulier au sein de la chaîne de valeur.

Dans ce contexte, le Groupe s'est attaché à appliquer les exigences normatives fixées par les ESRS [1], telles qu'applicables à la date d'établissement de l'état de durabilité, sur la base des informations disponibles dans les délais d'établissement de l'état de durabilité.

Dans certains cas, les difficultés d'accès à des données fiables dans ces délais ont contraint le Groupe à recourir au cas par cas sur certaines informations :

- à des limitations de périmètre (voir la section 3.1.1.1 « Périmètre ») opérées sur certaines données. Ces périmètres partiels seront étendus progressivement au périmètre Groupe ;
- à des estimations (voir les sections 3.1.1.3 « Estimations concernant la chaîne de valeur » et 3.1.1.4 « Sources d'incertitude associées aux estimations et résultats ») qui pourront être affinées à mesure que la qualité des données disponibles s'améliore.

Enfin, pour tenir compte des meilleures pratiques et recommandations de place ainsi qu'une meilleure connaissance de ces nouvelles dispositions réglementaires et normatives, le Groupe pourra être amené, le cas échéant, à faire évoluer certaines pratiques de reporting et de communication, ainsi que le dispositif de contrôle interne relatif à la production des informations en matière de durabilité, dans une démarche d'amélioration continue.

Le mode d'établissement de l'état de durabilité est consolidé sur la base de la directive CSRD, UE 2022/2464 transposée en France en décembre 2023 par l'ordonnance n° 2023-1142 du 6 décembre 2023 et le décret n° 2023-1394 du 30 décembre 2023.

3.1.1.1 Périmètre

Principes

S'agissant des indicateurs environnementaux, sociaux et sociétaux, le périmètre couvert par l'état de durabilité est élaboré sur la base du périmètre de consolidation financière du Groupe. La liste des principales sociétés incluses dans le périmètre de consolidation est présentée dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - Note 3 « Périmètre de consolidation ». Ce périmètre englobe EDF SA, ainsi que les filiales contrôlées (intégration globale), conformément aux normes comptables internationales (IAS-IFRS). Une analyse a été menée par le Groupe qui a conclu que le périmètre de consolidation financière est identique au périmètre de contrôle opérationnel au sens des ESRS, à l'exception de Dalkia, pour laquelle des situations de contrôle opérationnel ont été identifiées.

Les indicateurs de l'état de durabilité reportés sur la chaîne de valeur (gaz à effet de serre Scope 3 uniquement en 2024) incluent les participations mises en équivalence et minoritaires à hauteur de la quote-part détenue par le Groupe EDF.

Il est à noter que l'ensemble des activités du Groupe relèvent d'**un seul grand secteur ESRS, le secteur de l'Énergie**. Ce secteur est défini d'après le règlement délégué (UE) 2023/2772 du 31 juillet 2023 et la classification NACE comme un **secteur à fort impact climatique** (secteur de la production et distribution d'électricité).

Les entités acquises au cours de l'exercice sont intégrées, le cas échéant, au périmètre de consolidation financière dans l'année de l'acquisition dès lors que cette acquisition a été réalisée depuis au moins six mois avant la date de clôture.

Périmètre applicable

En 2024, le périmètre de consolidation des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance intègre Arabelle Solutions (à la suite de l'acquisition en mai 2024 par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power) et NUWARD, filiale créée en 2023 et dédiée au développement du *Small Modular Reactor* (déjà consolidée en consolidation financière).

L'état de durabilité couvre l'ensemble des activités du Groupe, de ses filiales consolidées et de ses implantations géographiques. Il inclut les informations concernant la chaîne de valeur amont et aval qui ont été identifiées comme matérielles lors de l'analyse des impacts, risques et opportunités lors de l'analyse de double matérialité.

Ce rapport n'a fait l'objet d'aucune omission intentionnelle d'information particulière relative à la propriété intellectuelle, au savoir-faire ou aux résultats d'innovations du Groupe. De plus le Groupe ne fait pas usage de l'exemption de publication d'informations portant sur des évolutions imminentes ou des affaires en cours de négociation, conformément à l'article 19 bis, paragraphe 3, et à l'article 29 bis, paragraphe 3, de la directive 2013/34/UE.

Néanmoins, pour cette première année, un certain nombre de données quantitatives n'ont pas encore pu être collectées à la maille Groupe ou seulement de façon partielle. Le Groupe s'organise pour collecter ces données au périmètre groupe à partir de 2025. Le tableau ci-dessous liste les indicateurs obligatoires concernés et l'étendue du périmètre de collecte pour l'année 2024 le cas échéant.

(1) *European Sustainability Reporting Standards.*

Donnée obligatoire	État de la collecte de la donnée obligatoire	Périmètre de collecte 2024
E3 : Eau recyclée/réutilisée	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA/DPN
E4 : Nombre et surface des sites impactant des zones sensibles sur le plan de la biodiversité	Indicateur non collecté en 2024	
E4 : Préservation et restauration d'espaces naturels	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA
S1 : Nombre et taux d'accidents du travail comptabilisables	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA
S1 : Écart de rémunération hommes/femmes et ratio d'équité	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA France, Enedis, Framatome France, Dalkia France, EDF Energy
S2 : Audit/évaluations RSE fournisseurs	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA, Dalkia, Edison, Framatome
S3 : Taux d'achats territorial	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA
S4 : Indicateur de performance solidarité	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	Périmètre France métropolitaine continentale en 2024
G1 : Pourcentage de fonctions à risques couvertes par les programmes de formation anti-corruption	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	Certaines directions EDF SA, Dalkia, Edison, Framatome, EDF Energy, EDF Renouvelables, PEI
G1 : Délais de paiement et procédures judiciaires	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	France incluant EDF SA, PEI, Edvance, G2S, Sofilo, Immobilière du Plateau, Framatome, Enedis, EDF Renouvelables, Électricité de Strasbourg et Dalkia, Royaume-Uni incluant EDF Energy, Dalkia, EDF Renouvelables, Belgique (Luminus) et Italie (Edison)
Ressources investies et dépenses	Indicateurs collectés sur un périmètre partiel	Les outils de gestion en place dans le Groupe ne permettent pas de collecter l'ensemble des ressources investies et des dépenses réalisées pour les différents plans d'action

3.1.1.2 Horizons temporels

Les horizons de temps utilisés par le Groupe sont ceux définis dans la norme ESRS 1. L'horizon temporel à court terme correspond à la période de référence des états financiers, l'horizon à moyen terme s'étend de la fin de période de référence à court terme jusqu'à cinq ans et l'horizon long terme correspond aux impacts, cibles ou actions attendues sur une période plus longue que cinq ans. Notamment, les cibles sont souvent fixées à l'horizon 2035 en cohérence avec le projet stratégique du Groupe.

Pour le cas particulier de l'analyse des risques climatiques, le groupe EDF utilise des scénarios dont l'horizon peut atteindre 2100 (voir section 3.2.2.3 « Résilience du modèle d'affaire face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques »).

3.1.1.3 Estimations concernant la chaîne de valeur

L'évaluation des impacts et des risques des parties prenantes de la chaîne de valeur du groupe EDF, pour l'ensemble des sujets, et sur l'ensemble des activités amont et aval du Groupe, a été réalisée sur la base des connaissances internes. Cette analyse se concentre principalement sur les fournisseurs et les clients de premier rang du Groupe. Cette évaluation sera à compléter dans les prochaines années sur la base des rapports de durabilité qui seront produits par les acteurs des chaînes de valeur du Groupe et des ESRS sectoriels qui permettront d'avoir une vision consensuelle de la matérialité d'un secteur.

S'agissant des données de la chaîne de valeur, pour cette première année, les estimations réalisées concernent uniquement le bilan de gaz à effet de serre (GES) (Scope 3). Ces estimations sont inhérentes aux méthodologies d'estimation des émissions de Scope 3 de par notamment l'absence de consensus sur certaines pratiques de comptabilisation et de par les évolutions réglementaires constantes. De plus, un certain niveau d'incertitude peut être attaché aux données d'activité et les facteurs d'émission, qui convertissent les données d'activité en émissions de CO_2, sont eux-mêmes sujets à des variations selon les sources et les contextes d'application. Dans ce contexte, le Groupe a fait ses meilleurs efforts pour être conforme aux meilleures pratiques et méthodologies de place. Pour les autres données qui pourraient être pertinentes de recueillir dans le futur en fonction de la matérialité de chaque secteur, celles-ci se baseront majoritairement sur les données divulguées dans les rapports de durabilité des fournisseurs et clients du Groupe. Si ces données sont insuffisantes ou incomplètes, le Groupe sollicitera au cas par cas les fournisseurs et clients concernés.

3.1.1.4 Sources d'incertitude associées aux estimations et résultats

Les informations de durabilité peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données internes et externes utilisées (données calculées pour la chaîne de valeur par exemple). D'autre part, certaines informations telles que les données prospectives, les données manquantes (notamment relatives aux derniers jours de l'année), et la quantification de certaines informations en matière de durabilité, en particulier environnementales, font l'objet d'estimations et de jugements notamment basés sur l'expérience du Groupe et les référentiels internationalement reconnus en matière de durabilité ainsi que les meilleures informations à disposition à date. Par exemple, pour certaines données environnementales sur certaines installations industrielles spécifiques, des mesures directes ne sont pas possibles et ont nécessité le développement de modèles de calcul sur la base d'un certain nombre de données mesurées.

Ces estimations sont sensibles aux choix méthodologiques ainsi qu'aux hypothèses retenues pour leur établissement. La nature et la portée des estimations mises en œuvre ou limitations de périmètre de collecte opérées au cas par cas sur certaines données sont explicitées dans chaque section concernée de ce rapport, intitulée « Précisions sur les indicateurs », en regard des valeurs 2024 communiquées, c'est par exemple le cas pour les indicateurs relatifs à la consommation et aux prélèvements d'eau (voir section 3.2.4.2.5 « Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau »).

3.1.1.4.1 Changement dans la préparation ou la présentation des informations en matière de durabilité

La déclaration de performance extra-financière (DPEF) a évolué pour devenir l'état de durabilité, qui introduit de nouveaux indicateurs alignés sur les standards européens de durabilité tout en reprenant certains éléments déjà présents dans la DPEF.

3.1.1.4.2 Informations issues d'autres actes législatifs ou cadres d'informations

Pour plus d'informations, voir la section 3.1.5.2 « Tableau de tous les points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE ».

Dans un souci de cohérence et pour éviter toute duplication d'informations, ce rapport s'appuie sur des références spécifiques à des sections pertinentes du document d'enregistrement universel (URD). Cette approche permet de centraliser les informations tout en facilitant leur accessibilité pour les parties prenantes. L'utilisation de ces références répond également aux exigences de la directive CSRD en matière de transparence, de connectivité et de traçabilité des informations.

3.1.2 Gouvernance

La gouvernance des enjeux de durabilité est pilotée, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux, au plus haut niveau du Groupe.

3.1.2.1 Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance

3.1.2.1.1 Conseil d'administration

La composition, les missions, et pouvoirs, les compétences et expertises, le fonctionnement du Conseil d'administration d'EDF sont décrits à la section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration ».

En matière de RSE, les membres du Conseil d'administration d'EDF sont sensibilisés aux questions de durabilité notamment par la mise en place de formations (voir les sections 3.1.2.2 « Compétences et expertises des organes d'administration, de direction et de surveillance sur les enjeux de durabilité » et 4.2.2.7 « Information et formations des administrateurs »).

À cet égard, au sein du Conseil d'administration d'EDF, les comités spécialisés, tels que le Comité de la stratégie, le Comité des risques et de l'audit, le Comité de responsabilité d'entreprise, et la Référente climat du Conseil d'administration contribuent à définir et mettre en œuvre la stratégie et la politique RSE du Groupe (voir les sections 4.2.3 « Comités du Conseil d'administration » et 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »).

En effet, le Comité des risques et de l'audit et le Comité de responsabilité d'entreprise examinent conjointement le processus de contrôle, de gestion et de surveillance des impacts, risques et opportunités du Groupe en matière de durabilité. À ce titre, leurs missions sont les suivantes :

- suivre le processus d'élaboration de l'information en matière de durabilité et le processus de mise en œuvre pour déterminer les informations à publier conformément aux normes pour la communication d'informations en matière de durabilité ;
- suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information en matière de durabilité ;
- suivre la certification des informations en matière de durabilité ;
- s'assurer du respect des conditions d'indépendance requises des intervenants exerçant des missions de certification des informations en matière de durabilité ; et
- rendre compte régulièrement au Conseil d'administration de l'exercice de leurs missions, des résultats de la mission de certification des informations en matière de durabilité ainsi que de la manière dont ces missions ont contribué à l'intégrité de l'information en matière de durabilité.

En 2024, le Comité des risques et de l'audit et le Comité de responsabilité d'entreprise se sont réunis conjointement à 3 reprises sur les questions de durabilité. Ont notamment été traités les sujets relatifs à la formation des administrateurs sur les sujets de durabilité, la nomination des Commissaires aux comptes en charge de la mission de certification des informations consolidées en matière de durabilité, le processus de double matérialité et le processus d'établissement des cibles RSE. Lors de la présentation du processus de double matérialité, la liste des impacts, risques et opportunités importants décrits à la section 3.1.3.3 « Impacts, risques et opportunités matériels » a été présentée au Comité des risques et de l'audit et au Comité de responsabilité d'entreprise (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil d'administration »). Les impacts, risques et opportunités, et plus généralement, tous les sujets de durabilité traités par le Comité de responsabilité d'entreprise (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ») sont pris en compte dans les décisions stratégiques prises par EDF et dans les procédures de gestion des risques (voir la section 3.1.4.2 « Correspondance entre les IROs (état de durabilité) et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé (section 2.2 de l'URD) »).

Pour plus d'informations sur le rôle et les missions de la Référente climat du Conseil d'administration, voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ».

Le premier plan de transition climatique du groupe EDF a été adopté lors de l'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2022 par une majorité de 99,87 % des voix. Dans le cadre de ses missions, en 2024, le Comité de la stratégie a revu le plan de transition climatique du Groupe (voir la section 4.2.3.1 « Comité de la stratégie »).

3.1.2.1.2 Gouvernance des enjeux de durabilité (niveau exécutif)

3.1.2.1.2.1 Le Comité exécutif (Comex)

Le Comité exécutif est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux, tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine. Il valide l'ensemble des politiques du Groupe, qui définissent les exigences communes à respecter dans le Groupe, en particulier les politiques en lien avec les enjeux de durabilité.

Pour la composition du Comex, voir la section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ».

3.1.2.1.2.2 Comité stratégique RSE (CSRSE)

Présidé par le Président-Directeur Général, et composé des Directeurs Exécutifs du Groupe, le Comité stratégique RSE examine l'ensemble des sujets de RSE dont il assure le pilotage stratégique et la coordination. Au gré des ordres du jour, les conclusions des séances sont rapportées en Conseil d'administration[1].

Le CSRSE s'est réuni à 4 reprises en 2024 et a notamment traité du plan d'adaptation au changement climatique d'EDF Renouvelables, des résultats de l'évaluation de la double matérialité du Groupe dans le cadre de la conformité à la CSRD, des conclusions d'un audit interne sur la gestion des risques environnementaux, d'études sur le salaire décent ou encore de l'engagement sociétal du groupe EDF.

3.1.2.1.2.3 *Sustainable development committee* (SDC)

Le SDC représente tous les métiers du Groupe et instruit en amont les dossiers présentés en Comité stratégique RSE. Il agit également en Comité de filière pour les compétences environnementales et sociétales. Il est présidé par la Directrice Impact et est composé d'une vingtaine de représentants en charge de la RSE dans leurs entités. Le SDC s'est réuni à 5 reprises en 2024.

3.1.2.1.2.4 Comité de gouvernance du projet CSRD

Un Comité de gouvernance dédié au projet CSRD a été mis en place. Ce Comité de gouvernance a suivi les bonnes pratiques de gestion de projet et a réuni les directions et filiales suivantes :

- des directions *corporate* d'EDF : Direction Performance, Impact, Investissements et Finance, Direction Stratégie Groupe, Direction des Risques Groupe, Direction Juridique Groupe, Direction Éthique et Conformité Groupe, Direction des Achats Groupe, Direction des Ressources Humaines Groupe ;
- des directions opérationnelles d'EDF : Direction Production Nucléaire et Thermique, Direction Internationale, EDF Hydro, Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, Direction Ingénierie Supply Chain ;
- des filiales du Groupe : Dalkia, Edison, Framatome, Luminus, Edison, EDF Renouvelables.

En 2023-2024, le Comité de gouvernance s'est réuni à 7 reprises pour suivre l'avancement du projet et réaliser les arbitrages nécessaires.

3.1.2.1.2.5 Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG)

Le CECEG autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe [2] (voir la section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »).

Ces projets doivent s'inscrire dans la raison d'être et font l'objet d'un avis de la Direction Impact élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe. Les enjeux relatifs à l'environnement, la santé sécurité des personnes et aux droits humains sont donc systématiquement abordés dans l'analyse des projets. Concrètement, cela prend la forme d'une identification des risques associés aux projets, tant pour les activités développées que pour les relations fournisseurs et sous-traitants envisagées dans le cadre du projet. Lorsque nécessaire, la Direction Impact peut organiser des *due diligences* spécifiques à ces enjeux.

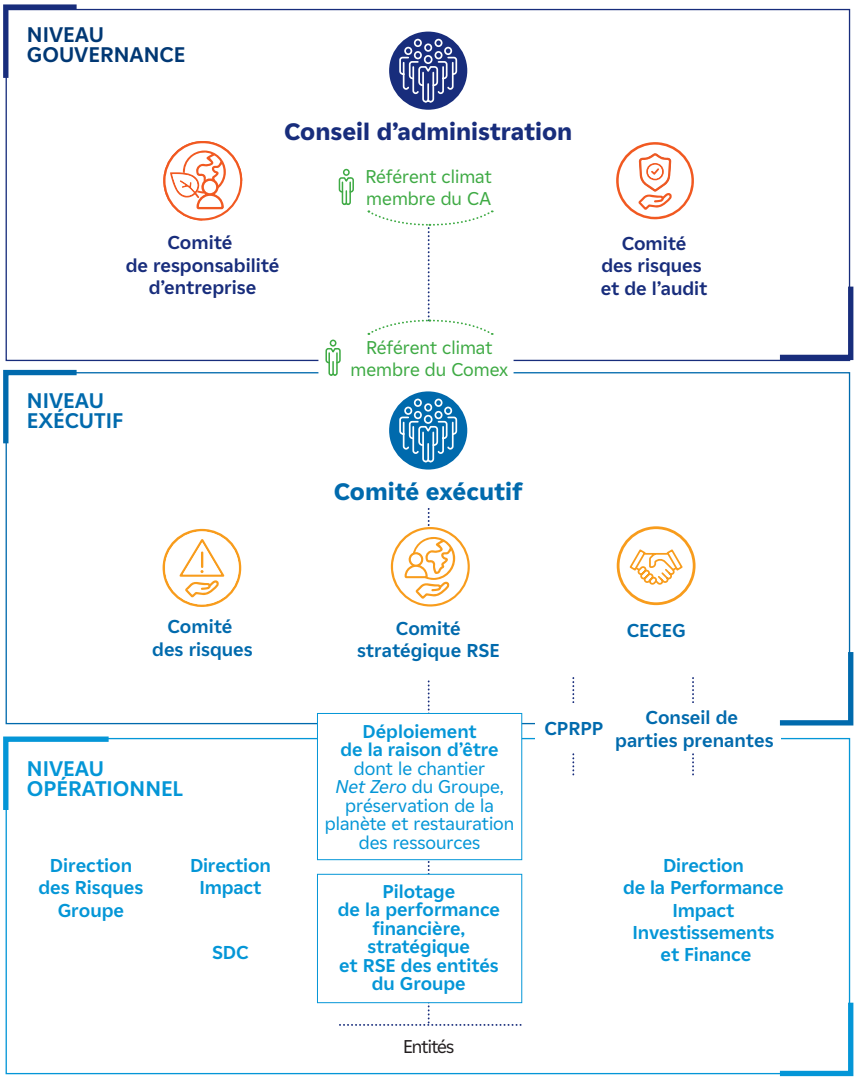
Dans les jalons antérieurs au CECEG, ces aspects sont examinés dans les instances de validation des projets propres à chaque entité.

(1) Via son Comité de responsabilité d'entreprise.
(2) Sont notamment concernés les nouveaux projets de plus de 60 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement.

3.1.2.1.2.6 Gouvernance des enjeux climat et nature

Afin d'assurer la prise en compte des enjeux liés au climat et à la nature, une gouvernance spécifique pour ces enjeux a été mise en place au travers des différents comités et instances énumérés dans les paragraphes précédents de cette section (3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance », en particulier la section 3.1.2.1.1 « Conseil d'administration »).

Cartographie de la gouvernance climatique et nature



Spécifique à la gouvernance climat

Le Conseil d'administration (CA)
définit les orientations stratégiques, financières et économiques en prenant en compte les enjeux climat et nature du Groupe.
Le CA s'est doté d'un référent climat.

Le Comité exécutif (Comex)
met en œuvre la stratégie climat et nature du Groupe.
Le Comex s'est doté d'un référent climat.

Le Comité stratégique RSE (CSRSE)
présidé par le Président Directeur-Général d'EDF, il assure le pilotage des stratégies climat et nature et de tout autre sujet en lien avec les 12 engagements RSE du Groupe.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG)
autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe en lien avec la raison d'être et les engagements RSE, dont climat et nature.

Le Comité des risques
identifie les risques prioritaires du Groupe, dont les risques climatiques et liés à la nature, et partage sa stratégie de traitement.

Le Conseil de parties prenantes
fait remonter les attentes de la société civile, notamment les attentes liées à la préservation des ressources naturelles.

Le Comité de pilotage des relations avec les pouvoirs publics (CPRPP)
coordonne les actions de portage des positions du Groupe auprès des autorités françaises et européennes.

Le *Sustainable development committee* (SDC)
représente tous les métiers du Groupe et prépare les dossiers présentés en Comité stratégique RSE.

Déploiement de la raison d'être et chantiers stratégiques
intégration des engagements RSE, dont le climat et la nature dans l'ensemble des politiques Groupe.

Pilotage de la performance financière, stratégique et RSE des entités
intégration dans la nouvelle politique RSE et dans les lettres de cadrage des entités des critères climat et nature.

3.1.2.1.2.7 La Direction Impact

Dans le cadre de l'évolution de l'organisation d'EDF pour répondre aux enjeux de la relance du nucléaire, la Direction Impact a été intégrée à la Direction Performance, Impact, Investissements et Finance (DP2IF). Cette réorganisation permet de renforcer la synergie entre les objectifs financiers et les engagements RSE, optimisant ainsi la performance intégrée du Groupe (en particulier, l'allocation des capitaux pour orienter les modèles d'affaires et la garantie d'une gouvernance des risques et opportunités liés à la transition énergétique).

La Direction Impact anime la RSE dans le Groupe : animation *corporate* des métiers et des filiales au sein du SDC (voir la section 3.1.2.1.2.3 « *Sustainable Development Committee* »), animation des réseaux internes dédiés tels que le système de management environnemental (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement (SME) ») ou les réseaux de veille anticipative, animation de la relation et du dialogue avec les partenaires externes (voir les sections 3.3.3.2 « Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur » et 3.3.5.1.2 « Processus de dialogue relatif à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux »).

3.1.2.2 Compétences et expertises des organes d'administration, de direction et de surveillance sur les enjeux de durabilité

Les compétences du Conseil d'administration en matière de durabilité sont appréciées selon plusieurs axes comme l'environnement et le climat, les enjeux sociétaux et de gouvernance et leur évaluation est développée à la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ».

Afin de porter les enjeux de durabilité au plus haut niveau de la Société et de renforcer l'implication et l'engagement du Conseil d'administration sur l'ensemble des sujets liés au climat, en lien avec la raison d'être d'EDF, et sur les questions de responsabilité sociale et environnementale, le Conseil d'administration dispose de plusieurs canaux de formation (voir la section 4.2.2.7 « Information et formations des administrateurs ») :

- la plateforme de formation numérique du Groupe où un parcours de formation dédiée aux enjeux RSE a été mis à disposition du Conseil d'administration en 2024. Ce parcours comprend plusieurs modules pour appréhender les principaux enjeux environnementaux et sociétaux de l'entreprise, s'approprier les engagements RSE du Groupe et identifier la déclinaison opérationnelle de ces engagements ;
- des séances spécifiques sont organisées sur des enjeux de durabilité comme la séance sur la trajectoire carbone du Groupe en 2024 ;
- les réunions du Conseil d'administration ou de ses comités spécialisés où les sujets RSE sont fréquemment à l'ordre du jour, comme en particulier l'examen du plan de vigilance de la Société ou la revue annuelle de la performance de durabilité (voir les sections 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2024 », 4.2.3.1 « Comité de la stratégie » et 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »). En 2024, l'état de durabilité et ses enjeux ont été abordés 3 fois lors de ces réunions : présentation de l'analyse de double matérialité, du processus de contrôle interne associé et de l'établissement des cibles et engagements du Groupe.

Par ailleurs, la formation des dirigeants et administrateurs inclut les thématiques de durabilité. Des parcours de formation 100 % digitaux sont mis à disposition de l'ensemble des dirigeants, tels que : « Construire un mix électrique décarboné à l'horizon 2050 : enjeux et méthodologie ». Le groupe EDF poursuit aussi son offre de formation « Business stratégique de l'énergie » pour les dirigeants, ou encore le module « Entreprise et développement durable » à destination des nouveaux administrateurs du Groupe. En 2024, tous les dirigeants ont été particulièrement sensibilisés sur les enjeux climatiques via le déploiement du projet stratégique du Groupe « Ambitions 2035 ».

3.1.2.3 Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération

EDF vise une gestion intégrée de toutes les performances (économique, opérationnelle, financière et RSE) et considère que la rémunération variable de ses dirigeants est un levier essentiel dans la mise en œuvre de sa stratégie RSE. Bien que les critères RSE fassent partie depuis plusieurs années des dispositifs de rémunération variable annuel et long terme, EDF a apporté en 2024 des évolutions significatives, afin de renforcer ce levier :

- augmentation de la pondération des critères RSE :
  - dans la rémunération variable annuelle : entre 9 % et 21 % de la pondération totale en 2024 selon les entités du Groupe (*vs* 9 à 15 % en 2023),
  - dans le plan de rémunération long terme Groupe : progression de 20 % à 30 % de la pondération totale ;
- introduction d'un critère mixité dans le bonus annuel, en complément de celui qui existe déjà dans le plan de rémunération long terme, en ligne avec l'ambition du Groupe d'atteindre 40 % de femmes parmi les cadres dirigeants du Groupe à fin 2030 ;
- introduction de nouveaux critères climat dans le bonus annuel, basés sur les émissions du Scope 3 [1] et les émissions de CO_2 évitées, en complément des émissions de Scope 1 et afin d'être représentatif de l'ensemble du Bilan carbone du Groupe, *cf.* le paragraphe « Trois critères climat » ci-dessous ;
- introduction d'un plafonnement du taux d'atteinte du critère de sécurité LTIR global à 80 % en cas d'accident mortel d'un salarié ou prestataire ;
- mise en place d'un pilotage intégré des critères RSE, métiers et financiers avec la création de la Direction Performance, Impact, Investissements et Finance, en étroite coordination avec la Direction des Ressources Humaines du Groupe.

Des critères climat et sociaux sont ainsi systématiquement présents dans les bonus annuels des cadres dirigeants du Groupe :

- Trois critères climat

Les trois critères climat sont définis au niveau du Groupe et leurs cibles annuelles sont établies en cohérence avec le plan de transition climatique du Groupe [2]. Il s'agit de l'intensité carbone [3], des émissions du Scope 3 [4] et des émissions de CO_2 évitées [5], cohérents avec l'engagement du Groupe « Zéro Émission Nette » à 2050. Ces trois critères couvrent l'ensemble des émissions du Bilan carbone du Groupe. En effet l'intensité carbone couvre les émissions directes du Groupe. Les émissions indirectes sont adressées par les indicateurs : émissions carbone du Scope 3 et émissions de CO_2 évitées.

Ces trois critères représentent 30 % des objectifs bonus sur le périmètre Groupe.

Bonus annuel 2024	Pondération dans les objectifs bonus sur le périmètre Groupe	Objectif cibles 2024	Résultat 2024	Taux d'atteinte 2024
Intensité carbone (gCO_2/kWh)	20 %	37	30	112,5 %
Émissions carbone du Scope 3 ($MtCO_2e$) [1]	5 %	62,1	58,3	
Émissions CO_2 évitées ($MtCO_2$)	5 %	14,3	13,4	

(1) L'objectif porte sur les 3 postes qui représentent 80 % du Scope 3 : les émissions de combustion et amont du gaz vendu à des clients, de production de l'électricité achetée pour revente à des clients, les émissions directes des investissements minoritaires (centrales thermiques non consolidées).

(1) 3 postes représentent 80 % du Scope 3 : les émissions de combustion du gaz vendu à des clients, de production de l'électricité achetée pour revente à des clients, les émissions directes des investissements minoritaires (centrales thermiques déconsolidées).
(2) Voir la section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique », notamment la cible de réduction de l'intensité carbone du Groupe à 30 gCO_2/kWh en 2030 et 22 gCO_2/kWh en 2035, la cible de réduction du Scope 3 de 30 % en 2027, 35 % en 2030 et 45 % en 2035 et l'objectif du Groupe d'éviter 30 millions de tonnes d'émissions de CO_2 et 45 millions de tonnes d'ici 2035 grâce à la vente des produits et services innovants.
(3) Voir la section 3.2.2.1.3.2.2 « Réduction des émissions directes ».
(4) Voir la section 3.2.2.1.3.2.3 « Réduction des émissions de la chaîne de valeur ».
(5) Voir la section 3.2.2.1.3.3 « Émissions évitées ».

- Trois critères sociaux

Les trois critères sociaux présents dans les bonus annuels des cadres dirigeants sont calibrés à la maille de chaque entité (Direction d'EDF SA, filiales) qui est ainsi responsabilisée sur les leviers d'action pour atteindre les cibles fixées :

> le premier critère relève du domaine de la santé sécurité, il s'agit du LTIR global [1] qui mesure l'accidentologie des salariés et prestataires. Les cibles sont communiquées à chaque entité par la Direction des Ressources Humaines du Groupe, en cohérence avec le plan santé sécurité du Groupe;

> le deuxième critère concerne l'engagement des salariés, mesuré par l'enquête annuelle Groupe My EDF. Une progressivité par rapport au taux moyen observé dans le Groupe est exigée en cible;

> le troisième critère vise la féminisation des cadres dirigeants (pour les filiales, la notion a pu être étendue à un cercle managérial plus large lorsque cela avait du sens). Le déclenchement d'un paiement partiel sur le critère mixité pour les Directions d'EDF n'est possible qu'en cas de maintien *a minima* du niveau atteint fin 2023.

Le cadrage et le processus d'arrêté des taux d'atteinte des critères climat et sociaux sont validés au niveau de la Direction Générale d'EDF et la gouvernance des Comités de rémunération, pour les filiales significatives, en assure le relais.

En termes de pondération, les critères RSE ont été significativement renforcés cette année et représentent 21 % de la rémunération variable annuelle pour plus de 50 % des dirigeants du Groupe. Moins de 20 % des dirigeants du Groupe ont une pondération RSE inférieure à 15 % dans leur bonus.

Par ailleurs, la rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants du Groupe est également fondée, au-delà des critères financiers, sur des critères RSE qui sont l'intensité carbone et le taux de féminisation des comités de direction et des cadres au niveau du Groupe. Ces deux critères représentent actuellement 30 % de cette rémunération variable long terme, en progression par rapport aux 20 % du plan triennal précédent.

3.1.2.4 Déclaration sur la vigilance raisonnable

Le plan de vigilance est inséré à la section 3.6 « Plan de vigilance » et des renvois lui sont faits lorsque cela est pertinent.

Le tableau ci-dessous fournit une table de correspondance des informations fournies dans cet état de durabilité concernant le processus de vigilance raisonnable du Groupe.

Éléments du processus de vigilance raisonnable	Section
a) intégrer la vigilance raisonnable dans la gouvernance, la stratégie et le modèle économique	3.1.2.1 Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance 3.6.2 Gouvernance, pilotage et associations des parties prenantes (Plan de vigilance)
b) dialoguer avec les parties prenantes affectées	3.1.3.2 Intérêts et points de vue des parties prenantes 3.3.1.2 Système d'alerte du groupe EDF 3.3.2.2 Processus d'interaction avec les effectifs du groupe EDF et leurs représentants 3.3.4.2 Processus de dialogue avec les communautés affectées 3.3.4.4.2 Les projets en France et à l'international
c) identifier et évaluer les impacts négatifs sur la population et l'environnement	3.1.4 Processus d'évaluation de double matérialité 3.3.1.2 Système d'alerte du groupe EDF
d) mettre en œuvre des actions pour remédier aux impacts négatifs sur la population et l'environnement	3.2.2.1.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique 3.2.2.2.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière d'adaptation au changement climatique 3.2.3.2.1 Actions liées aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) 3.2.4.2.1 Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau 3.2.4.3.3 Actions liées aux prélèvements et aux consommations d'eau 3.2.5.2 Actions et ressources liées à la biodiversité et aux écosystèmes 3.2.6.2.1 Actions et ressources relatives aux ressources entrantes 3.2.6.3.1 Actions et ressources relatives aux déchets 3.3.2.4.1 Actions et indicateurs liés aux effectifs 3.3.2.5.1 Actions liées aux compétences et formations 3.3.2.6.1 Actions liées à la santé sécurité 3.3.2.7.1 Actions liées à la diversité, mixité 3.3.3.4 Actions visant à gérer les incidences et risques matériels identifiés pour les travailleurs de la chaîne de valeur 3.3.4.4 Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées 3.3.5.1.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux 3.3.5.2.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés pour les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec la lutte contre la précarité énergétique

(1) *Lost Time Incident Rate*, voir la section 3.3.2.6.2 « Cibles relatives à la santé sécurité ».

Éléments du processus de vigilance raisonnable	Section
e) suivre l'efficacité de ces efforts	3.1.2.5 Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité 3.3.2.2.1.3 Cibles et indicateurs liés à l'atténuation du changement climatique 3.2.2.2.3 Indicateurs et cibles liés à l'adaptation au changement climatique 3.2.3.2.2 Cibles liées aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) 3.2.3.2.3 Indicateurs liés aux rejets dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) 3.2.4.2.2 Cible concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau 3.2.4.3.4 Cibles liées aux prélèvements et consommations d'eau 3.2.4.3.5 Indicateurs liés aux prélèvements et consommations d'eau 3.2.5.3 Cibles et indicateurs liés à la biodiversité et aux écosystèmes 3.2.6.2.2 Cibles relatives aux ressources entrantes 3.2.6.2.3 Indicateurs relatifs aux ressources entrantes 3.2.6.3.2 Cible relative aux déchets 3.2.6.3.3 Indicateurs relatifs aux déchets 3.3.2.5.2 Indicateurs liés la formation et au développement des compétences 3.3.2.6.2 Cibles liées à la santé sécurité 3.3.2.6.3 Indicateurs liés à la santé sécurité 3.3.2.7.2 Cible liée à la diversité, mixité 3.3.2.7.3 Autres Indicateurs liés à la diversité, mixité 3.3.3.5 Cibles et indicateurs liés aux travailleurs de la chaîne de valeur 3.3.4.5 Cibles et indicateurs liées aux communautés affectées 3.3.5.1.5 Cibles fixées pour la continuité et fourniture d'électricité 3.3.5.1.6 Indicateurs de continuité et fourniture d'électricité 3.3.5.2.5 Cibles fixées en lien avec la lutte contre la précarité énergétique 3.3.5.2.6 Indicateurs en lien avec la lutte contre la précarité énergétique

3.1.2.5 Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité

Les dispositifs de maîtrise de risque et de contrôle interne du groupe EDF sont décrits à la section 2.1 de l'URD « Gestion des risques et maîtrise des activités ».

Ces dispositifs sont déployés et complétés en matière de durabilité, en vue de répondre à deux spécificités : double matérialité et sécurisation des informations transmises.

1/ Concernant la double matérialité (voir la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité ») :

- la cartographie générale des risques du Groupe, présentée à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé », dont la méthodologie « multicritères » permet d'identifier à la fois des risques à conséquences internes et externes, est une des données d'entrée pour identifier les Impacts, Risques et Opportunités (IRO) sur les différents thèmes E, S, G. Des itérations régulières ont permis d'assurer la cohérence des approches entre la cartographie des risques du Groupe et les IROs de l'état de durabilité ;
- la méthodologie d'évaluation de la matérialité des IROs, présentée à la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité », est cohérente avec la méthode d'évaluation des risques de la cartographie des risques, dont elle s'inspire ;
- en résumé, les impacts négatifs et les risques de l'état de durabilité détaillent le volet E, S, G de la cartographie des risques généraux. Un tableau récapitulatif analysant la cohérence entre les IROs et les risques détaillés à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » est présenté à la section 3.1.4.2 « Correspondance entre les IROs (état de durabilité) et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé (section 2.2 de l'URD) ».

2/ Concernant la sécurisation des informations transmises :

- la finalité du contrôle interne concernant l'état de durabilité est de s'assurer de la qualité des informations transmises ;
- les pratiques établies dans le cadre de la DPEF reposaient déjà sur :
  - > un dispositif de contrôle de premier niveau pour la collecte et la consolidation des données par entités : identification des méthodes de collecte (mesure, estimations…), justification des données, identification d'un responsable, traçabilité des processus,
  - > un dispositif de contrôle de deuxième niveau conduit par la Direction Impact et la Direction des Ressources Humaines Groupe visant à s'assurer de la cohérence des données produites.

Ce dispositif de contrôle interne a été complété en 2024. En particulier, un thème de contrôle spécifique a été ajouté au référentiel de contrôle interne du Groupe pour la maîtrise des informations de durabilité. Ce référentiel vise à s'assurer que :

- > chaque entité en charge de la collecte d'une information pour l'état de durabilité met effectivement en place un dispositif décrit et organisé au premier niveau de contrôle ;
- > les contrôles/vérifications de la qualité des données au deuxième niveau de contrôle (cohérence, variations…) sont effectivement réalisés par les entités du Groupe.

Ce référentiel sera décliné et déployé progressivement au sein des entités opérationnelles et fonctionnelles. Une approche par volontariat a été proposée dès 2024 puis une généralisation sera organisée à partir de 2025, en priorisant le dispositif sur les données et entités les plus significatives. Ces entités devront rendre compte de ces contrôles dans leur autoévaluation annuelle de contrôle interne. Ces évolutions visent à renforcer les pratiques établies dans le cadre de la DPEF, en particulier la traçabilité des contrôles effectués.

3.1.3 Stratégie, Impacts, Risques et Opportunités matériels et politique RSE

3.1.3.1 Stratégie, modèle d'affaires et chaîne de valeur

Le groupe EDF, en tant qu'opérateur et fournisseur responsable, assume sa place d'acteur majeur de la transition écologique et de la souveraineté énergétique. L'ensemble des activités du Groupe relèvent d'un seul grand secteur ESRS, le secteur de l'Énergie (voir détails des revenus dans la section 3.2.7 « Taxonomie verte »).

Le Groupe emploie 191 444 salariés dans le monde en 2024, dont principalement 151 135 en France, 32 957 dans le reste de l'Europe et 7 352 en Amériques (voir la section 3.3.2 « Personnel de l'entreprise »).

De la construction, l'exploitation et la déconstruction de centrales nucléaires, hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes ou thermiques, au développement et l'exploitation de réseaux électriques, à la commercialisation et l'accompagnement des clients pour réaliser des économies d'énergie, le Groupe est présent sur tous les maillons de la chaîne de valeur en France et à l'international. EDF est aux côtés de ses clients pour favoriser leur décarbonation, par l'efficacité énergétique et l'électrification des usages, des procédés industriels à la mobilité, ainsi qu'aux bâtiments tertiaires et résidentiels.

La stratégie du Groupe est décrite dans la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie », et son modèle d'affaires (ainsi que ses atouts et ressources et sa création de valeur), dans la section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires ». Les changements intervenus sur la stratégie du Groupe dans la période de référence sont décrits dans la section 1.2.3 « Faits marquants ».

Cartographie de la chaîne de valeur du Groupe

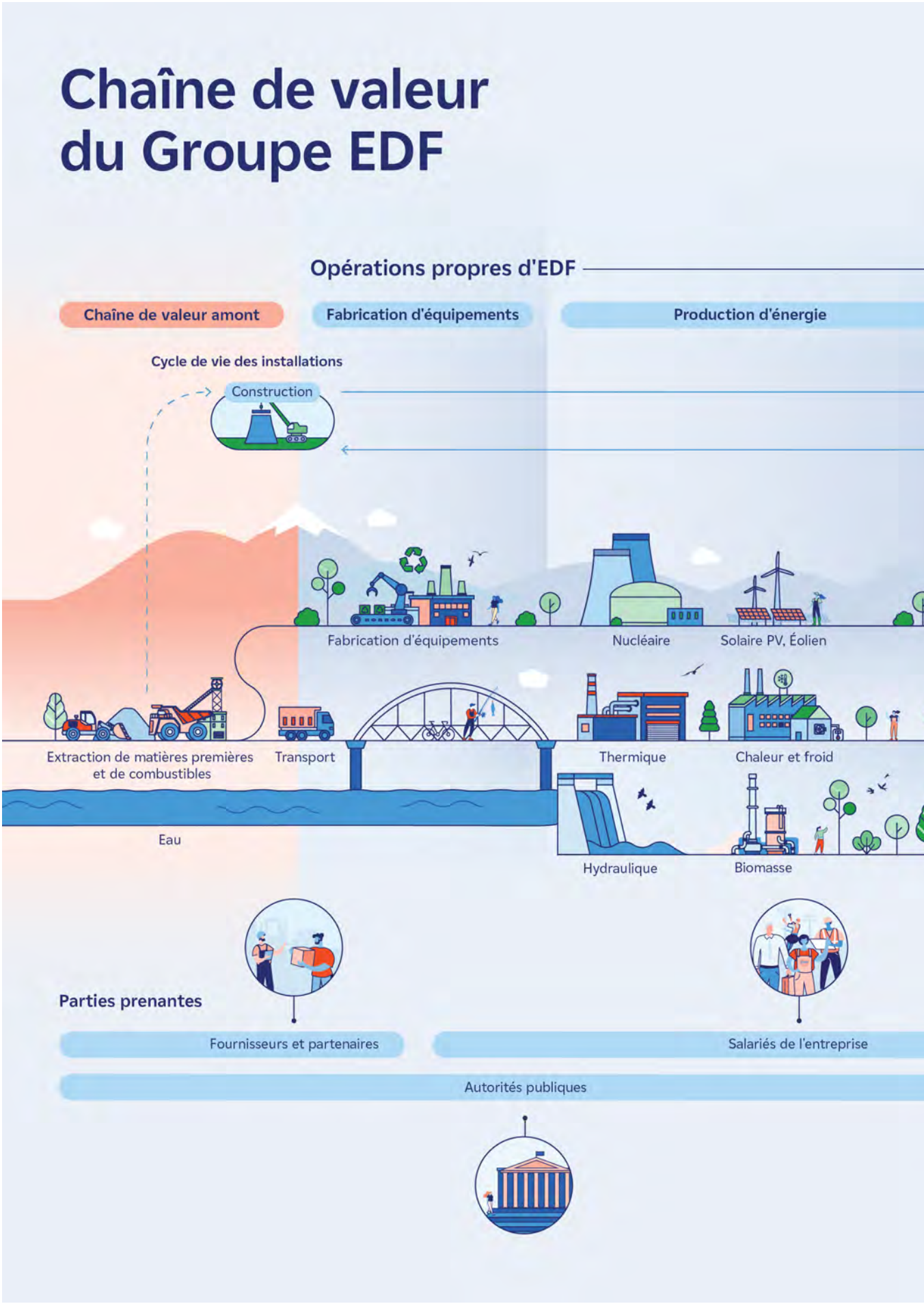
La cartographie de la chaîne de valeur synthétise la chaîne de valeur du groupe EDF sur l'ensemble de ses géographies (pour plus de détails sur les géographies des opérations propres du Groupe voir la section 3.3.2 « ESRS S1 Effectif de l'entreprise » - « Effectifs du Groupe à l'international »).

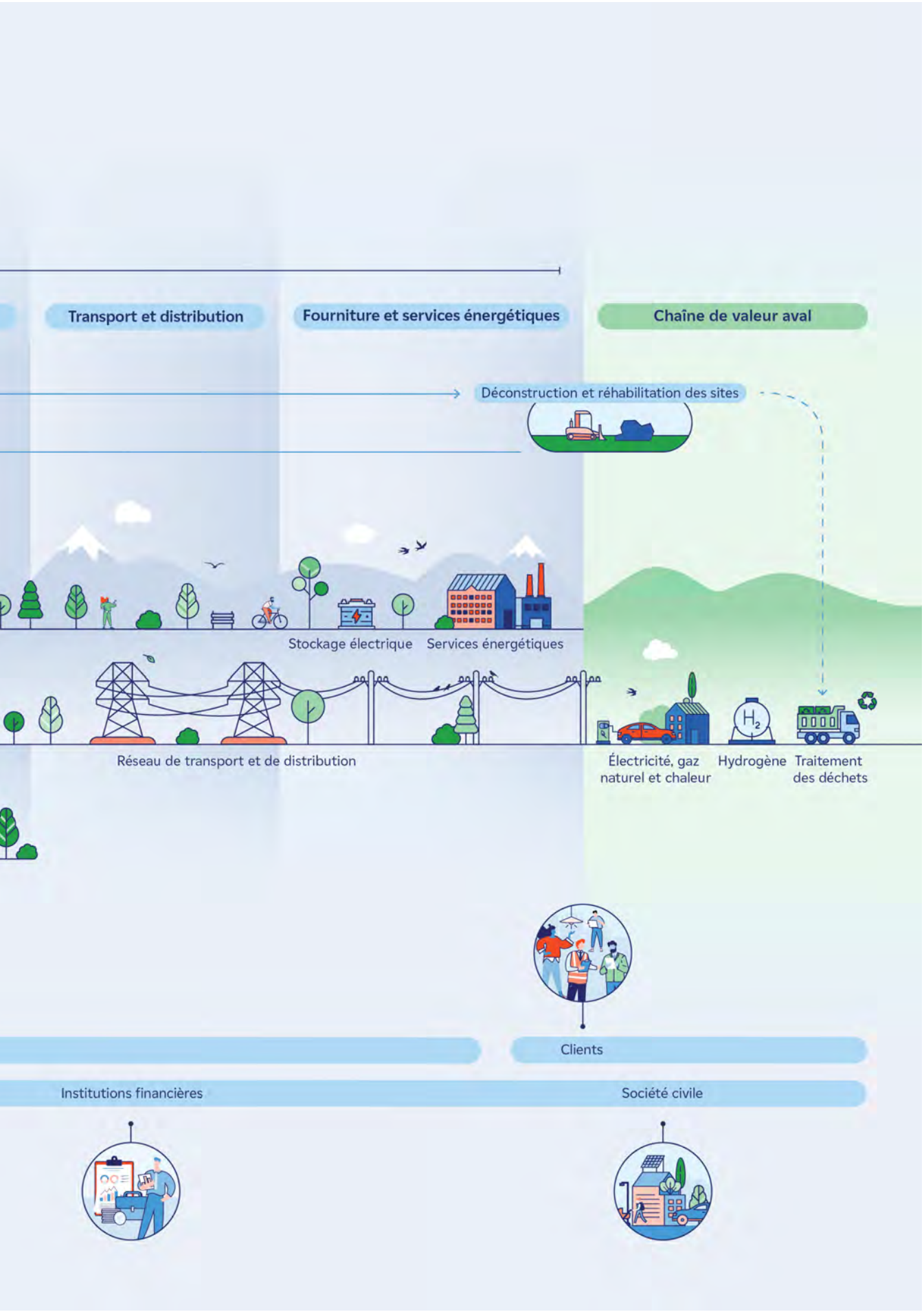
Cette chaîne de valeur synthétique est basée sur 11 chaînes de valeur que le Groupe a établies : nucléaire, thermique fossile ou biomasse, éolien, solaire PV, hydraulique, stockage électrochimique d'électricité, froid, chaleur, hydrogène électrolytique et bas carbone, services énergétiques et commercialisation d'électricité et de gaz. Ces 11 chaînes de valeur se retrouvent dans la cartographie de la chaîne de valeur synthétique du Groupe, notamment dans les opérations propres divisées en fabrication d'équipements, production d'énergie, transmission et distribution, et fourniture d'énergie et de services énergétiques. Les activités de construction, de déconstruction ainsi que de réhabilitation des sites sont transverses aux opérations propres du Groupe.

EDF met en place un ensemble d'initiatives dans une dynamique d'optimisation des ressources entrantes qui incluent celle des besoins en combustibles et la gestion intégrée et responsable des matières premières et de l'eau. Ces actions sont détaillées dans différentes sections du rapport de durabilité, par exemple dans la section 3.2.4 « Ressources hydriques » et 3.2.6.2.1 « Actions et ressources relatives aux ressources entrantes ».

Le groupe EDF déploie une démarche d'Achats responsables, à l'ensemble de ses sous-traitants et est en relation avec environ 150 000 fournisseurs actifs (ayant eu une relation d'affaires sur les 5 ans écoulés) (voir section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »). Les principaux clients, consommateurs et utilisateurs finaux des produits du groupe EDF appartiennent à toutes les catégories de consommateurs d'énergie : particuliers, entreprises, collectivités locales et autres fournisseurs d'énergie. Le Groupe EDF génère de la valeur pour ses clients, investisseurs et ses autres parties prenantes, décrite dans ses impacts positifs et opportunités (voir section 3.1.3.3 « Impacts, risques et opportunités matériels ».

Chaîne de valeur du Groupe EDF




Transport et distribution
Fourniture et services énergétiques
Chaîne de valeur aval
Déconstruction et réhabilitation des sites
Stockage électrique
Services énergétiques
Réseau de transport et de distribution
Électricité, gaz naturel et chaleur
Hydrogène
Traitement des déchets
Clients
Institutions financières
Société civile

3.1.3.2 Intérêts et points de vue des parties prenantes

Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Elle forme le socle de la coopération qu'EDF entretient avec ses parties prenantes internes et externes et est au cœur de la politique RSE du Groupe.

Les parties prenantes du Groupe ont contribué à l'identification et à l'évaluation des impacts, risques et opportunités dans le processus d'analyse de double matérialité. Leurs attentes et intérêts sont pris en compte dans la stratégie et les objectifs du Groupe (voir la section 1.3.1 « Environnement et enjeux stratégiques »).

Lancée en 2018, la démarche « Parlons Énergies » a initié une nouvelle dynamique de dialogue au sein de l'entreprise. Plus de 20 000 salariés y ont participé et sont venus enrichir, par des propositions concrètes, la vision stratégique de l'avenir du Groupe. En 2021, la démarche s'est enrichie d'un volet externe « Parlons Énergies chez vous » au cours duquel des salariés volontaires d'EDF sont allés à la rencontre de citoyens français pour recueillir leur perception et leurs attentes vis-à-vis de l'entreprise.

Le 7 mai 2020, EDF a formulé sa raison d'être, adoptée par l'Assemblée générale des actionnaires à 99,99 %, et portée dans les statuts de l'entreprise. La raison d'être est au cœur de la stratégie de l'entreprise (voir la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie ») et plus de 4 000 salariés ont contribué à son élaboration.

Les parties prenantes internes ont été systématiquement consultées pour la fixation des cibles.

Une cartographie des parties prenantes du Groupe pour guider l'action

Le Groupe a formalisé la cartographie générale de ses parties prenantes, approuvée en Comité exécutif, qui fournit aux directions et sociétés du Groupe un cadre d'organisation du dialogue.

En conformité avec les démarches ISO 9001 et ISO 14001, les directions et sociétés du Groupe établissent systématiquement une cartographie de leurs parties prenantes en vue de préciser les modes de dialogue appropriés à leur contexte spécifique.

Les relations avec les communautés locales entrent dans le champ du contrôle interne.

Les principales parties prenantes du Groupe sont le personnel de l'entreprise, les clients, la société civile (communautés locales, ONG, Presse et médias,...), les autorités publiques, les partenaires financiers et les partenaires d'affaires.

Parties prenantes	Principales attentes	Moyen de dialogue
Personnel de l'entreprise	Formation, développement et reconnaissance Santé et sécurité au travail Bien-être au travail Éthique Diversité et inclusion	Politiques et code d'éthique Représentants du personnel Système d'alerte du groupe EDF, enquête MyEDF (1) Réunions managériales et entretiens annuels
Les clients	Produits et services compétitifs ; flexibilité de l'offre Qualité de service et conseils Engagements auprès des populations précaires, notamment en France Accompagnements à la décarbonation et fourniture d'électricité bas carbone	Enquêtes de satisfaction Réunions technico-commerciales Politique solidarités Rencontres avec les associations de consommateurs Rencontres avec le Médiateur national de l'énergie (en France)
La société civile	Communautés locales • Consultation des communautés • Impacts positifs sur les territoires (emplois, achats, éducation, qualité de vie, etc.) ONG • Partenariats, mécénats et financements de projets • Expertise scientifique et technique Presse et médias • Informations régulières, transparence et réactivité • Informations financières et RSE	Communautés locales • Réunions d'information et sites internet • Débats publics et consultations ONG • Réunions, participation à des *think tanks* et autres Presse et médias • Communication • Sites internet Tous • Visites de sites industriels
Les autorités publiques	Contribution à l'impact économique, environnemental, social et sociétal Création d'emplois Soutien aux filières industrielles, notamment en France et en Europe Performance économique Respect des lois et règlements	Consultation au cours du processus législatif et réglementaire Rencontres individuelles et visites de sites industriels Processus de concertation et de consultation Partenariats Comités de responsabilité d'entreprise et Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration d'EDF
Les partenaires financiers	Performance financière Réduction des risques RSE	Réunions Investisseurs Partenariats Sites internet
Les partenaires d'affaires	Relations pérennes Santé et sécurité au travail Juste rémunération et délais de paiement Partenariats industriels, techniques et/ou financiers	Réunions et forums fournisseurs, universitaires Partenariats

(1) Déployée auprès de l'ensemble des salariés du Groupe, l'enquête annuelle d'engagement « MyEDF Group » a pour but de recueillir les opinions des salariés sur leur situation professionnelle et leur perception de l'entreprise au niveau local et à l'échelle du Groupe.

Le groupe EDF, pionnier dans la mise en place des panels de parties prenantes

Depuis plus de vingt ans, le groupe EDF s'appuie sur différents conseils de parties prenantes externes, à l'échelle d'EDF SA, du Groupe, d'un pays d'implantation, ou d'une filiale. Plusieurs panels d'experts issus de la société civile apportent un regard extérieur sur les orientations stratégiques du Groupe.

Le Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF

En matière de dialogue avec les parties prenantes externes, et au-delà des lieux d'écoute externe, de veille anticipative et de vie des partenariats, l'instance privilégiée est le Conseil de Parties Prenantes. Il s'agit d'un collectif multidisciplinaire, paritaire et bénévole composé de treize personnalités issues de la société civile aux profils variés : spécialistes de l'environnement, du climat, universitaires, représentants de collectifs d'étudiants, économistes ou acteurs de l'économie sociale et solidaire... Il est coprésidé par le Président-Directeur Général d'EDF, et par Cécile Renouard [1] depuis 2022. Le Conseil de Parties Prenantes a entamé son second mandat en septembre 2023 pour une période de trois ans. Une session dédiée au chantier compétences du groupe EDF a eu lieu dans l'année écoulée. Par ailleurs, en 2024, le Conseil de Parties Prenantes a été consulté lors de l'établissement de l'analyse de double matérialité.

Le Conseil scientifique

Présidé par Sébastien Candel [2], ce conseil de niveau Groupe s'est réuni à 3 reprises en 2024 sur les réseaux électriques du futur, l'intelligence artificielle et sur les activités R&D d'EDF.

Le Stakeholder Advisory Board d'Edison (SAB)

Le Stakeholder Advisory Board (SAB), renouvelé en 2023, est composé de 16 personnalités faisant autorité dans le contexte de la transition énergétique, identifiées par Edison dans son écosystème externe. Le SAB s'est réuni trois fois en 2024. Les réflexions sur l'évolution de la stratégie de durabilité émanant du SAB sont discutées avec le PDG et les membres du comité exécutif et une synthèse des travaux est portée, sur une base annuelle, à l'attention du Conseil d'administration. Le SAB a également participé à l'évaluation des impacts de l'analyse de double matérialité 2024.

Le Comité de mission d'Enedis

Enedis est devenue entreprise à mission en 2023. En 2024, le Comité de mission s'est réuni à quatre reprises. Il a co-construit avec Enedis sa 1ère feuille de route et élaboré un « avis » public dans le rapport de mission 2024 d'Enedis.

Les instances représentatives du Personnel

Les instances représentatives du Personnel sont également des lieux de dialogue et de concertation reconnus au sein du groupe EDF et en particulier le CSE central ou le Comité mondial de Dialogue sur la responsabilité sociale du groupe EDF (CDRS) au sein duquel a été établi l'accord Responsabilité sociale et environnementale monde, présenté dans la section 3.3.2.1.1 « Responsabilité sociale de l'entreprise », au paragraphe « L'accord-cadre mondial Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF ». En particulier, conformément au dernier alinéa de l'article L. 2312-17 du Code du travail, l'état de durabilité 2024 sera présenté pour avis au Comité social et économique central (CSE central) le 27 mars 2025.

Une dynamique de dialogue avec les ONG

Une politique de relations avec les ONG a été élaborée et validée en Comité stratégique RSE. Ces orientations intègrent le nouveau paysage des ONG et l'évolution de leurs modes d'action sous le pilotage d'un chargé de mission rattaché à la Directrice Impact.

3.1.3.3 Impacts, risques et opportunités matériels

3.1.3.3.1 Résultats de l'analyse de double matérialité

Les résultats de l'analyse présentés ci-après ont été établis dans un contexte de première application des dispositions de la CSRD, caractérisé par des incertitudes sur l'interprétation des textes et par l'absence de pratiques établies notamment pour réaliser les analyses de double matérialité.

Description et localisations des Impacts, Risques et Opportunités (IROs) matériels

Le Groupe a identifié ses impacts, risques et opportunités en suivant la méthodologie détaillée dans la section suivante. Cette analyse a permis d'identifier 27 enjeux de durabilité matériels pour le Groupe qui influencent d'ores et déjà sa stratégie. Les enjeux de durabilité issus des ESRS ont pu être reformulés pour davantage de pertinence pour EDF.

Pour cartographier ces 27 enjeux de durabilité matériels, EDF s'est appuyée sur ses analyses RSE réalisées depuis dix ans et en ce qui concerne l'exercice 2024 sur une analyse de double matérialité. Les résultats de l'analyse de double matérialité n'ont pas fait émerger d'enjeux précédemment méconnus ou non considérés dans le cadre de la stratégie RSE existante du Groupe.

Un enjeu de durabilité est considéré comme matériel dès lors qu'au moins un IRO lié à cet enjeu de durabilité est considéré comme matériel. L'ensemble des enjeux de durabilité listés ci-dessous sont matériels au sens de la CSRD. Ils sont traités avec le même niveau d'exigence.

(1) Philosophe, professeure à l'École des Mines, à l'ESSEC et à l'IEP Paris, et présidente du Campus de la Transition.
(2) Membre et ancien Président de l'Académie des Sciences et membre de l'Académie des technologies.

Norme ESRS	Enjeux de durabilité matériels pour EDF
Changement climatique (E1)	Atténuation du changement climatique incluant énergie
	Adaptation au changement climatique
Pollution (E2)	Pollution de l'air, de l'eau et des sols
Ressources hydriques et marines (E3)	Consommation et prélèvements d'eau douce
	Partage de la ressource en eau (1)
Biodiversité et écosystèmes (E4)	Impact sur les écosystèmes
	Perte de biodiversité
Utilisation des ressources et économie circulaire (E5)	Déchets
	Flux de ressources entrants
Transverse (S1, S2, S3)	Santé et sécurité de tous
Personnel de l'entreprise (S1)	Droits humains du personnel de l'entreprise
	Dialogue social
	Attraction et fidélisation des travailleurs (1)
	Égalité, diversité et inclusion pour tous
	Développement des compétences
Travailleurs de la chaîne de valeur (S2)	Droits humains des travailleurs de la chaîne de valeur
Communautés affectées (S3)	Développement territorial (1)
	Droits humains
	Dialogue et concertation avec les parties prenantes
Consommateurs et utilisateurs finaux (S4)	Inclusion sociale des consommateurs et/ou des utilisateurs finaux
	Protection des données personnelles
	Continuité et fourniture d'électricité (1)
Conduite des affaires (G1)	Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte
	Éthique, conformité et transparence du lobbying
	Gestion des relations avec les fournisseurs
	Gouvernance
	Sûreté et gestion de crise (1)

(1) Enjeu défini par EDF.

Certains enjeux ont été spécifiquement définis par EDF. Une indication des enjeux spécifiquement définis par EDF est faite dans le tableau ci-dessus, dans les tableaux de la section 3.1.3.3.2 « Impacts, risques et opportunités matériels identifiés » ainsi que dans les introductions de chaque norme ESRS. Il est à noter que lorsqu'un enjeu est noté comme défini spécifiquement par EDF, tous les impacts, risques et opportunités sous-jacents sont couverts par EDF dans le cadre d'informations supplémentaires spécifiques.

Pour d'autres enjeux, la formulation de l'enjeu ou bien les thèmes, sous-thèmes ou sous-sous-thèmes sous-jacents peuvent différer de la présentation exacte des ESRS. Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés aux enjeux matériels pour EDF.

Les informations à publier ont été déterminées en fonction de la méthodologie détaillée dans la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité ».

3.1.3.3.2 Impacts, risques et opportunités matériels identifiés

L'analyse de matérialité a révélé que la plupart des IROs sont matériels sur les trois horizons de temps définis par la CSRD mais certaines précisions seront apportées, ci-après, notamment sur le climat dans la section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique ».

Compte tenu du fait qu'il s'agit de la première analyse de double matérialité au sens de la CSRD pour le Groupe, aucun changement avec les IROs de la période précédente n'est à signaler.

Les tableaux suivants listent les IROs identifiés comme matériels à la suite de l'analyse de double matérialité. Ces tableaux mettent en avant :

- la description des IROs,
- la localisation des impacts dans la chaîne de valeur.

Les horizons de temps de chacun des impacts sont disponibles en début de chaque norme, ainsi que les effets financiers actuels pour les risques et opportunités. Les effets financiers attendus ne sont pas publiés au titre des omissions accordées pour la publication du premier état de durabilité.

Des informations complémentaires sur la gouvernance, les actions, les indicateurs et les objectifs du Groupe concernant ces IROs sont disponibles au début de chaque norme de ce rapport.

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

- Amont
- Opérations propres
- Aval

3.1.3.3.2.1 Impacts, risques et opportunités d'ordre environnemental

IRO transverse aux normes environnementales (E1, E2, E3, E4, E5)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Risque	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale pourraient entraver l'implantation de nouvelles infrastructures énergétiques d'EDF, entraîner sur les installations existantes des coûts de mise en conformité réglementaire et des redevances liées aux externalités environnementales, pouvant, *in fine*, conduire à des dépréciations d'actifs.

Norme : Changement climatique (E1)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Atténuation du changement climatique et énergie		***Cf.* section 3.2.2.1**
Impact négatif	Émissions de gaz à effet de serre	Les activités du Groupe et l'ensemble de sa chaîne de valeur produisent des émissions de gaz à effet de serre contribuant au changement climatique.
Impact positif	Décarbonation du mix énergétique	Les activités du Groupe de production d'électricité bas carbone et de services énergétiques ont un impact positif sur la décarbonation du mix énergétique.
Impact positif	Décarbonation de l'économie	Les activités du Groupe auprès des clients, notamment via la diminution de la consommation énergétique (sobriété et efficacité énergétique) et l'accompagnement vers une consommation énergétique bas carbone contribuent à la transition bas carbone de l'économie.
Opportunité	Développement des usages de l'électricité décarbonée et des services énergétiques	Le contexte de nécessaire décarbonation de l'économie peut créer des opportunités de revenus, de nouveaux marchés pour le Groupe et de nouvelles sources de financement, via le développement de nouvelles capacités de production bas carbone, de technologies innovantes, d'offres vertes et bas carbone (autoconsommation, efficacité énergétique, mobilité électrique, etc.) et la participation à des projets de recherche.
Enjeu : Adaptation au changement climatique		***Cf.* section 3.2.2.2**
Risque	Risques physiques	Les risques liés aux évènements extrêmes et chroniques peuvent impacter l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe et notamment ses moyens de production, de transport et distribution, ainsi que les conditions de travail des salariés.

Norme : Pollution (E2)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Pollution de l'air, de l'eau et des sols		*Cf.* section 3.2.3
Impact négatif		
Points chauds : production d'électricité et de chaleur	Rejets avec effets sur la qualité de l'air, de l'eau et des sols	Des rejets dans l'air interviennent via la combustion thermique. De plus, des rejets avec effets potentiels peuvent intervenir via les éventuels incidents d'exploitation ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe.

Norme : Ressources hydriques (E3)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Consommation et prélèvements d'eau douce		*Cf.* section 3.2.4
Impact négatif		
Points chauds dans la chaîne de valeur amont : photovoltaïque et exploitation minière	Utilisation de l'eau douce	L'utilisation d'eau douce (prélèvements et consommations) pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques et pour les process industriels, ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe, peut impacter la disponibilité en eau.
Risque		
	Raréfaction de la ressource en eau	La raréfaction de la ressource en eau et la dégradation des écosystèmes contribuant à la régulation du cycle de l'eau peuvent impacter la production d'énergie et le fonctionnement des sites industriels.
Enjeu : Partage de la ressource en eau		*Cf.* section 3.2.4
Opportunité		
	Gestion du multi-usage de l'eau	Le Groupe peut capitaliser sur son savoir-faire sur le partage de la ressource en eau avec diverses parties prenantes afin de jouer un rôle dans la gestion du multi-usage de l'eau.

Norme : Biodiversité et écosystèmes (E4)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Impact sur les écosystèmes		*Cf.* section 3.2.5
Impact négatif		
Points chauds : construction infrastructures, modification des régimes hydrologiques	Dégradation des écosystèmes	L'artificialisation des sols causée par les activités de construction, déconstruction et exploitation du Groupe peut conduire à la dégradation des écosystèmes. Les activités de la filière hydroélectrique peuvent également contribuer à cette dernière via la modification des régimes hydrologiques.
Impact négatif		
Points chauds dans la chaîne de valeur amont : exploitation de biomasse	Impact via les ressources amont	La construction et l'exploitation des infrastructures de production d'énergie nécessitent des ressources issues de l'exploitation minière, des combustibles fossiles et différentes matières premières (notamment biomasse) pouvant conduire à la destruction ou à la modification des écosystèmes.
Impact positif		
	Amélioration des écosystèmes	Certaines activités menées par le Groupe peuvent contribuer à l'amélioration de la résilience des écosystèmes, notamment via l'effet récif et l'effet réserve, des parcs éoliens *offshore*, la présence des écosystèmes sous les lignes électriques, le soutien d'étiage en période de sécheresse et plus généralement sur le foncier non industriel du Groupe.

Enjeu : Perte de biodiversité		*Cf.* section 3.2.5
Impact négatif Points chauds : filières nucléaires, thermiques, hydrauliques et éoliennes	Perte de biodiversité	Les activités de construction/déconstruction du Groupe, mais également les activités d'exploitation peuvent conduire à une perte de biodiversité (ex. percussion/électrocution avifaune, modification de continuité piscicole).

Norme : Utilisation des ressources et économie circulaire (E5)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Déchets		*Cf.* section 3.2.6.3
Impact négatif Points chauds : déchets nucléaires	Génération de déchets	Les activités de construction et de déconstruction, ainsi que les opérations des centrales thermiques et nucléaires et la production de chaleur, génèrent différents types de déchets, devant ensuite être traités, recyclés, entreposés ou stockés.
Opportunité	Démantèlement nucléaire et gestion des déchets radioactifs	La nécessaire déconstruction des centrales nucléaires arrivées en fin de vie à travers le monde crée des opportunités de revenus et de nouveaux marchés pour le Groupe, notamment dans le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs.
Enjeu : Flux de ressources entrants		*Cf.* section 3.2.6.2
Risque Points chauds dans la chaîne de valeur amont : biomasse	Diminution des flux de ressources entrants	Les risques de raréfaction des ressources, notamment en bois énergie et minerais stratégiques, peuvent impacter le développement de nouvelles installations et le bon fonctionnement des installations existantes (ex. difficulté d'approvisionnement, tensions géopolitiques…) et engendrer une hausse potentielle des coûts, en particulier dans les filières renouvelables dont la biomasse.

3.1.3.3.2.2 Impacts, risques et opportunités d'ordre social

IRO transverse aux normes sociales (S1, S2, S3)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Impact négatif	Santé et sécurité de tous	Les activités et éventuels accidents/incidents, dont ceux en lien avec la sûreté, sur toute la chaîne de valeur peuvent affecter la santé et la sécurité des travailleurs et des sous-traitants (ex. produits chimiques, rayonnements ionisants, troubles musculosquelettiques et troubles anxio-dépressifs) ainsi que la santé et sécurité des communautés locales (ex. accident lors de transport de matières premières, accidents d'exploitation, pollutions des sols/air/eau, génération de déchets, recours à des forces de sécurité).

Normes : Personnel de l'entreprise (S1) et Travailleurs de la chaîne de valeur (S2) (1)

(1) Les IROs applicables à S2 sont identifiés par la première case pleine de la chaîne de valeur, qui symbolise l'amont.

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Droits humains		***Cf.* sections 3.3.2 & 3.3.3**
Impact négatif		Les chaînes de valeurs amont et les activités de construction et d'exploitation peuvent engendrer des conditions de travail détériorées et porter atteintes aux droits des salariés et travailleurs de la chaîne de valeur. Ces impacts sont ciblés autour de certaines activités : construction, chaîne amont gaz naturel, biomasse, panneaux solaires et batteries.
Points chauds dans la chaîne de valeur amont : Afrique, Asie, Moyen-Orient, Amérique du Sud	Atteintes aux droits des travailleurs	Les chaînes de valeurs amont et les activités de construction et d'exploitation peuvent engendrer des conditions de travail détériorées et porter atteinte aux droits des salariés et travailleurs de la chaîne de valeur. Ces impacts sont ciblés autour de certaines activités : construction, chaîne amont gaz naturel, biomasse, panneaux solaires et batteries.
Risque		
	Risques liés aux droits humains	Les risques de violations des droits humains au sein des activités du Groupe et en amont de celles-ci peuvent mener à des conséquences financières, juridiques et réputationnelles.
Enjeu : Dialogue social		***Cf.* sections 3.3.2.4 & 3.3.3**
Risque	Dialogue social	Un dialogue social bloqué ou insatisfaisant peut dégrader les conditions de travail et ainsi entraver la production d'énergie, le développement des projets, ainsi que des offres & services, et démobiliser les travailleurs et impacter la mise en œuvre de la stratégie du Groupe.
Enjeu : Attraction & fidélisation des travailleurs		***Cf.* sections 3.3.2.7**
Opportunité	Attraction et fidélisation des travailleurs	Les conditions de travail et possibilités d'évolutions professionnelles, la performance RSE et la qualité du dialogue social au sein du groupe EDF (notamment via l'accord mondial RSE, la représentation des salariés au Conseil d'administration, etc.) représentent une opportunité d'attirer les compétences et fidéliser les salariés au sein du Groupe.
Enjeu : Égalité, diversité et inclusion pour tous		***Cf.* sections 3.2.7 & 3.3.3**
Impact négatif	Discrimination	Le cadre professionnel peut être à l'origine d'évènements de discrimination portant atteinte aux droits et libertés des individus concernés (ex. incidents, harcèlement, inégalités de salaires).
Impact positif	Égalité, diversité et inclusion	L'engagement du groupe EDF dans les actions d'égalité, diversité et inclusion a un impact positif sur les salariés et la société (par exemple *via* des actions dans l'enseignement pour inciter les femmes aux carrières scientifiques, etc.).
Enjeu : Développement des compétences		***Cf.* sections 3.3.2.5 & 3.3.3**
Impact positif	Développement des compétences	La formation des employés, ainsi que certains programmes de mobilité professionnelle offerts par le Groupe, permettent le développement des compétences des salariés.
Risque	Inadéquation des compétences	Les risques d'inadéquation des compétences en externe et en interne (ex. pour les besoins des filières renouvelables ou nucléaires) peuvent générer des tensions sur les ressources et l'incapacité pour le Groupe de mettre en œuvre sa stratégie.
Enjeu : Santé et sécurité de tous		***Cf.* sections 3.3.2.6 & 3.3.3**
Risque	Accidents/incidents de santé et sécurité	Les accidents/incidents du travail de salariés ou de sous-traitants contribuant à la construction, l'exploitation et la maintenance des infrastructures peuvent perturber le bon fonctionnement de la production et entraîner une hausse des coûts opérationnels et dépenses extraordinaires.
Impact positif		

Normes : Personnel de l'entreprise (S1) et Travailleurs de la chaîne de valeur (S2) (1)

(1) Les IROs applicables à S2 sont identifiés par la première case pleine de la chaîne de valeur, qui symbolise l'amont.

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
	Amélioration des conditions de travail	Les possibilités d'aménagement de temps de travail offertes par le Groupe (congés spécifiques et flexibilité du temps de travail) ainsi que les actions de soutien hors cadre professionnel (notamment cellule psychologique) peuvent améliorer les conditions de travail des salariés.

Norme : Communautés affectées (S3)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Développement territorial		*Cf.* section 3.3.4
Impact positif	Contribution au développement	Le Groupe contribue au développement des territoires dans lesquels il est implanté à la fois en termes d'emplois locaux, d'achats locaux, de création de valeur économique et fiscale.
Impact positif	Résilience des territoires	La mise en œuvre d'infrastructures peut contribuer à l'amélioration de la résilience des territoires, notamment dans les pays avec un faible taux d'accès à l'électricité.
Enjeu : Droits humains		*Cf.* section 3.3.4
Impact négatif Points chauds géographiques : Amérique Latine, Asie du Sud Est, Australie, Inde. Points chauds amont : nickel, cuivre	Atteintes aux droits des populations locales	Les activités de construction peuvent générer des déplacements de populations ou des conséquences négatives pour les communautés locales et en particulier autochtones liées à des consultations inadéquates.
Enjeu : Dialogue et concertation avec les parties prenantes		*Cf.* section 3.3.4
Risque	Insuffisance de concertation des parties prenantes	Les risques d'insuffisance des dispositifs d'implication et de concertation des parties prenantes pour la création et modification d'ouvrages peuvent mener à l'abandon de projets portés par le Groupe.

Norme : Consommateurs et utilisateurs finaux (S4)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux		*Cf.* section 3.3.5.2
Impact positif	Maîtrise de la consommation et des usages de l'électricité	La mise à disposition des données issues des compteurs communicants, l'aide à l'autoconsommation et les actions de sensibilisation à la sobriété et l'efficacité énergétique permettent aux clients d'améliorer la maîtrise de leur consommation et de leurs usages d'électricité, ainsi que des gains financiers, et favorisent également l'accompagnement des clients précaires.
Risque	Augmentation des impayés	La hausse des prix de vente de l'énergie peut augmenter le nombre de ménages en situation de précarité énergétique et donc entraîner le non-paiement de factures.
Enjeu : Protection des données personnelles		*Cf.* section 3.3.5.3
Impact négatif	Fuites de données personnelles	La manipulation d'un nombre important de données peut augmenter le risque d'une fuite de données personnelles, notamment via des attaques cyber, portant atteinte aux droits et libertés des individus concernés.

Norme : Consommateurs et utilisateurs finaux (S4)

Enjeu : Continuité et fourniture d'électricité		***Cf.* section 3.3.5.1**
Impact négatif ● □□■	Continuité et fourniture d'électricité	La distribution d'énergie par le Groupe à ses clients peut être perturbée par des évènements internes ou externes de diverses natures (évènements climatiques extrêmes, grèves, cybersécurité ou évènements d'ordre géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, déséquilibre offre-demande), pouvant impacter la vente d'énergie aux clients.
Impact positif ● □■□	Mission de service public	Les activités du Groupe sécurisent l'approvisionnement d'énergie aux clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur, depuis la production jusqu'à la distribution et fourniture.
Opportunité ● □■□	Offres de flexibilité	Le besoin de sécuriser l'approvisionnement en énergie des clients ainsi que de permettre à ceux-ci un meilleur contrôle de leurs factures crée de nouvelles opportunités de marché pour le Groupe via le développement d'offres innovantes de flexibilité.

3.1.3.3.2.3 Impacts, risques et opportunités de gouvernance

Norme : Conduite des affaires (G1)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte		***Cf.* section 3.4.3**
Impact négatif	Atteintes aux droits des lanceurs d'alerte	Le manque d'efficacité ou d'intégrité des dispositifs d'alerte menant à l'identification des lanceurs d'alerte peut porter atteinte aux droits des individus concernés.
Enjeu : Éthique, conformité et transparence du lobbying		***Cf.* sections 3.4.5 & 3.4.7**
Risque	Éthique des affaires et transparence des pratiques de lobbying	Des pratiques d'engagement des parties prenantes peu transparentes ou des violations de l'éthique (corruption et pratiques anti-concurrentielles) et du code de conduite par des collaborateurs du Groupe ou ceux de sa chaîne de valeur amont peuvent entraîner des risques juridiques (enquêtes, non-conformités réglementaires, litiges), financiers (amendes) et réputationnels.
Enjeu : Gestion des relations avec les fournisseurs		***Cf.* section 3.4.4**
Impact négatif	Détérioration de la santé financière de fournisseurs	D'éventuels non-respects des délais de paiement par le Groupe peuvent détériorer la santé financière de certains fournisseurs.
Impact positif	Achats responsables	L'entreprise peut contribuer à l'accélération de la prise en compte des enjeux RSE de ses fournisseurs, faisant ainsi évoluer les pratiques de son écosystème.
Risque	Dépendance envers certains fournisseurs	Des incidents dans la relation fournisseurs ou une dépendance trop forte du Groupe auprès de certains fournisseurs peuvent affecter la continuité des opérations.
Opportunité	Qualité des relations fournisseurs	Une relation durable et de qualité avec les fournisseurs peut permettre des gains mutualisés sur les conditions d'achats par exemple via des contrats-cadres.
Enjeu : Gouvernance		***Cf.* section 3.4.7**
Risque	Risque lié aux politiques publiques	Les politiques publiques peuvent imposer des orientations stratégiques non alignées avec des décisions d'investissement et de désinvestissement durables en lien avec l'évolution du modèle d'affaires du Groupe, créant des risques de gouvernance et financiers pour le Groupe.
Opportunité	Opportunité liée aux politiques publiques	Des politiques publiques alignées avec les orientations stratégiques et priorités du Groupe peuvent créer des opportunités de nouveaux marchés et faciliter la sécurisation de sources de financement pour le Groupe.
Enjeu : Sûreté et gestion de crise		***Cf.* section 3.4.6**
Risque	Incidents d'exploitation et de cybersécurité	Le Groupe pourrait risquer la perte d'autorisation d'exploitation et de nombreuses autres conséquences financières en cas d'incident d'exploitation grave ou de cyberattaque. La continuité des activités nucléaires pourrait également être remise en question en cas d'incident grave survenant dans le cadre des activités d'un autre opérateur nucléaire. Ce risque est davantage détaillé dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise » (risques 1B et 1C).

3.1.3.4 Lien entre les impacts, risques et opportunités et la stratégie du groupe EDF

Le groupe EDF a lancé son projet d'entreprise « Ambitions 2035 ». Ce projet repose sur quatre piliers : l'accompagnement des clients dans la réduction de leur empreinte carbone, la production de plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables, le développement des réseaux face aux défis de la transition énergétique, et l'accroissement des solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique.

Les IROs, décrits précédemment, guident les actions du Groupe vers une production d'énergie plus durable et une réduction significative des émissions de CO_2 au bénéfice de ses clients et de la société. Ainsi, EDF lutte activement contre le changement climatique en accélérant le développement de ses moyens de production bas carbone, en substitution à de la production fossile, et en accompagnant ses clients dans la réduction de leur empreinte carbone. En parallèle, des initiatives sont mises en place pour répondre aux besoins de compétences, notamment par des recrutements et des programmes de formation. La protection des ressources naturelles est également une priorité, avec des actions visant à optimiser l'utilisation de l'eau et à préserver la biodiversité.

Toutefois, il existe des risques et des impacts négatifs potentiels, en particulier du fait des défis technologiques, sociétaux et de temporalité liés à la transition énergétique. Pour atténuer ces risques et assurer l'atteinte de ses objectifs, EDF a mis en place des mesures de mitigation et élaboré des plans d'adaptation pour assurer la résilience des infrastructures face au changement climatique (pour plus d'informations, voir le début de chaque norme ESRS dans les sections 3.2 « Informations environnementales », 3.3 « Informations sociales » et 3.4 « Informations sur la conduite des affaires »).

Pour réussir, son projet d'entreprise « Ambitions 2035 », le groupe EDF s'engage à bâtir le système électrique de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste au travers de 12 engagements (voir la section 3.1 « Informations générales »). Pour chacun de ses 12 engagements RSE clés, le Groupe déploie des politiques et actions opérationnelles visant, d'un point de vue environnemental, social et sociétal, à minimiser les risques et impacts négatifs et à maximiser les opportunités et impacts positifs de chacun des enjeux.

3.1.3.5 Résilience de la stratégie et du modèle économique en réponse aux IROs matériels

Des informations sur la résilience de la stratégie et du modèle économique d'EDF en ce qui concerne le changement climatique sont disponibles dans la section 3.2.2.3.1 « L'analyse scénarisée des risques de transition ».

En ce qui concerne la capacité à faire face aux impacts négatifs et aux risques matériels, un tableau récapitulatif analysant la cohérence entre les IROs et les risques détaillés à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » est présenté dans la section 3.1.4.2 « Correspondance entre les IROs (état de durabilité) et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé » (section 2.2 de l'URD).

En ce qui concerne la capacité à saisir les opportunités matérielles non climatiques, voir les différentes sections thématiques pour comprendre les politiques, actions, indicateurs et cibles mises en place pour saisir ces opportunités matérielles.

3.1.3.6 Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise

La politique Responsabilité sociétale d'entreprise du groupe EDF a été adoptée en Comité exécutif en 2021, en lieu et place de la précédente politique Développement durable.

La déclinaison de la raison d'être du Groupe en 12 engagements RSE répartis en 3 enjeux clés forme désormais la structure des exigences de la politique RSE (voir détails des engagements RSE dans la section 3.1 « Informations générales »). Cette politique définit les priorités de niveau Groupe à l'horizon 2035, suivant le projet d'entreprise « Ambitions 2035 ».

Cette politique s'applique aux entités du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées. Dans les participations ou projets où il est minoritaire, le groupe EDF, sur la base des informations dont il dispose, procède à une évaluation des risques de non-respect de ces engagements, les fait connaître auprès de ses partenaires et les incite le cas échéant à y remédier.

La performance environnementale, sociale et économique de l'entreprise provient d'abord des contributions des différentes entités. La politique RSE encadre ces actions en formulant des exigences et des principes d'action communs. Chaque entité assure la mise en œuvre de ces priorités, en cohérence avec ses activités et ses enjeux spécifiques, dans un principe de subsidiarité. Le cas échéant, une entité peut choisir d'apporter des compléments aux exigences de cette politique.

Le pilotage, la coordination et le contrôle de la politique RSE s'appuient sur des instances de gouvernance (Conseil d'administration, Comex, CECEG, et Comité stratégique RSE), des instances de pilotage opérationnel (Direction Impact et SDC) et des outils d'aide au pilotage (voir la section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »).

Parmi les leviers de la gouvernance et outils de pilotage de la politique RSE, le Conseil de Parties Prenantes du Groupe, en termes d'écoute et de dialogue avec les parties prenantes externes, est l'un des plus significatifs (collectif mixte et pluridisciplinaire de treize personnalités issues de la société civile qui, auprès du Président du Groupe, apportent leur regard sur les orientations stratégiques de l'entreprise). Depuis une dizaine d'années, le groupe EDF publie, à destination des parties prenantes, un reporting extra-financier dans lequel sont indiqués les contenus des politiques en vigueur (dont la politique RSE). Les engagements de la politique RSE permettent de répondre aux attentes de ces parties prenantes (voir la section 3.1.3.2 « Intérêts et points de vue des parties prenantes »).

La gouvernance dédiée a été mise en place sur la base des meilleures pratiques et des recommandations de la TCFD, ce qui s'est notamment traduit par la nomination d'un référent climat au niveau du Conseil d'administration et du Comité exécutif du Groupe en décembre 2020.

3.1.4 Processus d'évaluation de double matérialité

3.1.4.1 Description des procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels

Pour cartographier ses enjeux RSE, EDF s'appuie depuis plusieurs années sur une analyse de matérialité. La première analyse de matérialité a été réalisée en 2014 et révisée à plusieurs occasions. Cet exercice, basé sur des études documentaires, des entretiens et des ateliers, a impliqué des représentants des différentes catégories de parties prenantes du Groupe. En 2023, le Groupe a lancé la révision de son analyse de double matérialité en conformité avec les exigences méthodologiques de la CSRD.

L'analyse de double matérialité prend en compte à la fois la matérialité financière et la matérialité d'impact :

- un enjeu de durabilité est financièrement matériel s'il génère des risques et/ou opportunités pouvant affecter la situation financière de l'entreprise à court, à moyen et à long terme ;
- un enjeu de durabilité est matériel du point de vue de l'impact lorsqu'il concerne des impacts, réels ou potentiels, positifs ou négatifs de l'entreprise sur les personnes et sur l'environnement à court, moyen ou long terme.

Ainsi cette analyse permet de définir les enjeux de durabilité et les impacts, risques ou opportunités (IROs) matériels pour le Groupe EDF.

3.1.4.1.1 Méthodologie

L'analyse de double matérialité a été entamée en septembre 2023 après la définition d'un processus validé et mené par la Direction Impact. Le processus global a permis d'assurer une conformité avec les exigences de la CSRD, tout en s'assurant de la cohérence avec les enjeux RSE et la cartographie des risques du Groupe.

Le processus a compris trois étapes majeures : la capitalisation sur l'existant pour établir la chaîne de valeur et les sujets de durabilité pertinents, l'identification des Impacts, Risques et Opportunités (IROs) en découlant, et enfin l'évaluation de la matérialité de ces IROs. Compte tenu du fait qu'il s'agit de la première analyse de double matérialité au sens de la CSRD pour le Groupe, aucun changement n'est à signaler dans le processus suivi pour identifier et évaluer la matérialité des IROs. La liste et la priorisation des IROs matériels seront revues selon le cycle de reporting prévu par la CSRD.

Capitalisation de l'existant		Identification des IROs		Évaluation des IROs	
PHASE 1	**PHASE 2**	**PHASE 3**	**PHASE 4**	**PHASE 5**	**PHASE 6**
Identification des sujets ESG	Revue documentaire & registre des risques	Liste préliminaire d'IROs	Revue des IROs par les métiers	Évaluation des IROs	Challenge & validation

3.1.4.1.1.1 Capitalisation sur l'existant

EDF a intégré la RSE dans ses processus et sa stratégie depuis de nombreuses années, permettant au Groupe d'alimenter son analyse de double matérialité par un nombre important de documents. Afin de répondre aux exigences de la CSRD, EDF a utilisé ses documents et travaux précédemment menés pour cadrer le champ d'évaluation de la matérialité et du processus d'identification des IROs. Ainsi les principales étapes de cette phase sont :

- la réalisation, en étroite collaboration avec la Direction de la Stratégie du Groupe, de la cartographie des chaînes de valeur d'EDF incluant les relations d'affaires amont et aval ;
- la revue des enjeux, sous-enjeux et sous-sous-enjeux tels que définis dans les ESRS.

Au cours de la première étape de travail, EDF a défini un ensemble de sujets de durabilité pour encadrer l'identification des impacts, des risques et des opportunités. Cet ensemble comprend les enjeux, sous-enjeux et sous-sous-enjeux de l'ESRS tels que présentés dans l'ESRS 1 AR16 et identifie des sujets supplémentaires spécifiques au secteur et à l'entité qui sont pertinents pour EDF et pour sa chaîne de valeur. Plus précisément cette liste de sujets de durabilité a émergé via les thématiques couvertes par :

- les standards et *frameworks* sectoriels RSE clés, tel que le SASB [1] le GRI [2], l'OPCC [3], le WBCSD [4], etc. ;
- les études de matérialité précédentes et les documents externes analysés (Commission nationale du débat public, RepRisk, études universitaires, etc.) ;
- les pairs.

Cette liste a permis d'identifier les IROs pertinents pour le Groupe et de s'assurer que l'ensemble des sujets étaient couverts.

(1) *Sustainability Accounting Standards Board.*
(2) *Global Reporting Initiative.*
(3) Observatoire pyrénéen du changement climatique.
(4) *World Business Council for Sustainable Development.*

3.1.4.1.1.2 Identification des IROs

Le Groupe a par la suite réalisé une identification extensive des IROs pertinents notamment via :

- une revue documentaire minutieuse, en particulier de la cartographie des risques du Groupe. 78 documents internes et externes (notamment issus du GIEC [1], WBCSD, SASB, WWF [2], OFB [3], RepRisk, etc.) ont contribué à l'identification initiale des IROs. La revue documentaire permet d'identifier un large éventail d'impacts, risques et opportunités, exprimés par les parties prenantes internes et externes du Groupe, permettant d'éviter un biais de représentativité par rapport à une approche uniquement centrée sur des entretiens ;
- l'analyse des chaînes de valeur du Groupe et de ses dépendances ;
- des entretiens avec des experts internes des différents métiers du Groupe.

La préparation initiale et la revue itérative de la liste initiale d'IROs ont représenté plus de 17 entretiens et ateliers incluant plus de 50 personnes. Le processus suivi a été le même, quelle que soit la norme considérée. Les parties prenantes internes impliquées dans la revue de la liste des IROs étaient sélectionnées pour leur expertise sur chaque enjeu de durabilité. Les responsables de chaque filière technologique du Groupe ont été impliqués pour réviser l'ensemble de la liste des IROs environnementaux. Les équipes en charge du devoir de vigilance ont contribué à l'identification des IROs, afin d'assurer un alignement entre le processus du devoir de vigilance et le processus d'évaluation de double matérialité. Le comité de gouvernance du projet CSRD a révisé l'intégralité de la liste d'IROs identifiés.

3.1.4.1.1.3 Évaluation des IROs

Les IROs ont été évalués en utilisant les seuils de matérialité définis par le groupe EDF.

La Direction des Risques Groupe d'EDF a participé à la détermination de la méthodologie globale et à la détermination des critères détaillés et de seuils de matérialité des risques et des opportunités.

Ces critères ont été déterminés en s'appuyant sur toutes les approches de gestion des risques de l'entreprise disponibles au moment de l'analyse. Ils incluent les éléments suivants sur une échelle de 1 à 5 (1 étant le niveau le plus faible et 5 le plus élevé) :

<table>
<tr><th></th><th>Impact positif</th><th>Impact négatif</th><th>Risque</th><th>Opportunité</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Ampleur et étendue d'un impact positif
Gravité d'un impact négatif
Ampleur des effets financiers</td><td colspan="2">Niveau déterminé par le plus haut niveau entre :</td><td colspan="2" rowspan="2">Ampleur des effets financiers sur le Groupe, informée par le plus haut niveau entre conséquences financière, réputationnelle, stratégique, satisfaction client et climat social (seulement pour risque)</td></tr>
<tr><td>Ampleur et étendue de l'impact positif</td><td>Gravité : ampleur, étendue et irrémédiabilité de l'impact négatif</td></tr>
<tr><td>Probabilité</td><td colspan="2">Probabilité (1-5).
NB : un score de 5 est attribué aux impacts réels par défaut</td><td colspan="2">Probabilité (1-5)</td></tr>
</table>

Les critères de probabilité pour les IROs s'apprécient selon cinq niveaux, allant de « minimal » à « absolu ». Chaque niveau est défini selon une méthode associant qualitatif et quantitatif, ainsi par exemple, le niveau de probabilité minimal correspond à un IRO très peu probable ou estimé inférieur à 1 % ; le niveau de probabilité absolu correspond à un IRO très probable ou avéré, ou estimé à une probabilité de 75 % ou plus.

Ainsi, chaque IRO est évalué selon sa probabilité (échelle de 1 à 5) et selon sa gravité (échelle de 1 à 5). Un IRO dont le niveau de gravité est absolu (niveau 5) sera considéré comme matériel. Pour les autres IROs, un score combinant la probabilité et la gravité est déterminé. Si le score dépasse un seuil de matérialité quantitatif défini en accord avec la fonction Risques du Groupe, alors cet IRO est considéré comme matériel. Si le score est en deçà du seuil de matérialité défini, alors cet IRO est considéré comme non matériel.

Lors d'ateliers, les experts thématiques internes ont apporté leur contribution à la notation de chaque IRO. Les filières opérationnelles, le Comité de gouvernance du projet CSRD, le Conseil des Parties Prenantes (représentant les parties prenantes externes), des membres du CSE central ont contribué à réviser l'intégralité des notations des IROs.

L'évaluation de la probabilité et de l'ampleur et de l'étendue d'un impact positif, de la gravité d'un impact négatif ou de l'ampleur des effets financiers nécessite la différenciation entre niveau brut et niveau net :

- le niveau brut est le niveau tenant compte de l'ensemble des dispositions existantes éprouvées sur les actifs du Groupe et ne tient donc pas compte des mesures engagées par l'organisation pour diminuer la gravité de l'impact négatif (par exemple : nouvelles unités de traitement des effluents, politique de gestion des déchets, etc.) ou l'ampleur des effets financiers associée à un risque. D'un point de vue financier, le niveau brut est considéré avant les dépenses engagées pour diminuer la gravité de l'impact négatif ;
- le niveau net est, quant à lui, le niveau qui considère l'efficacité des actions engagées. D'un point de vue financier, le niveau net considère les dépenses engagées pour diminuer la gravité de l'impact négatif.

Dans le cas de la notation au sein de la CSRD, les niveaux suivants doivent être pris en compte :

- pour les impacts potentiels, et les risques et opportunités : notation brute ;
- pour les impacts réels, la notion brute ou nette n'est pas à considérer : la cotation a été réalisée sur la base des impacts constatés.

La probabilité, évaluée dans un deuxième temps, suit le même principe de notation entre nette et brute.

Les parties prenantes ont été très largement impliquées dans cette phase par :

- un échange approfondi avec des experts thématiques et des responsables au sein du Groupe, notamment les filières opérationnelles et les équipes des Directions de la Stratégie du Groupe, Impact, Risques, Financière, Ressources Humaines ; les équipes en charge du devoir de vigilance ont contribué à l'évaluation des IROs, afin d'assurer un alignement entre le processus du devoir de vigilance et le processus d'évaluation de double matérialité ;
- la revue des résultats de l'évaluation des IROs par le Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF, représentant les parties prenantes externes et les membres du CSE réunis en inter-commissions, en particulier pour les enjeux sociaux ;
- côté gouvernance, la revue des résultats de l'évaluation par le Comité de gouvernance du projet CSRD, le Comité stratégique RSE puis le comité spécialisé du Conseil d'administration.

(1) Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.
(2) *World Wide Fund for Nature.*
(3) Office français de la biodiversité.

Le processus suivi a été le même, quelle que soit la norme considérée. Les parties prenantes internes impliquées dans la revue de la liste des IROs dépendaient de la norme considérée ainsi que de la typologie des IROs. Ainsi, des ateliers séparés ont eu lieu pour réviser la notation des impacts d'une part, et des risques et opportunités d'autre part.

Considérations supplémentaires pour les impacts

Les critères d'ampleur et d'étendue d'un impact positif ou de gravité d'un impact négatif se distinguent selon cinq niveaux, déterminant des niveaux allant de « minimal » à « absolu ». La gravité d'un impact négatif est déterminée en fonction de son ampleur, son étendue ainsi que de son caractère irrémédiable. Les critères sont définis pour chaque niveau de façon généralement qualitative. Le caractère irrémédiable d'un impact négatif inclut une part quantitative dans les critères d'évaluation, ainsi par exemple, le niveau de gravité minimal de l'irrémédiabilité correspond à un impact négatif facilement remédiable dans un délai de 1 an ; le niveau de gravité absolu de l'irrémédiabilité correspond à un impact négatif non remédiable dans un délai de 30 ans et plus.

Dans le cas d'un impact négatif potentiel sur les droits de l'homme, la gravité de l'impact l'emporte sur sa probabilité.

EDF a mené un dialogue avec ses experts thématiques internes et ses responsables, notamment faisant partie des équipes des Directions de la Stratégie du Groupe, Risques Groupe, Impact, Finance, Ressources Humaines et les experts métiers, à travers des ateliers afin de déterminer et d'évaluer la matérialité de ses impacts potentiels ou réels, positifs ou négatifs. La liste initiale d'IROs a été revue, éditée et complétée selon un processus itératif, incluant principalement les équipes internes suivantes :

- pour les IROs environnementaux, les équipes de la Direction Impact, incluant des experts représentant la nature pour considérer toute la palette des thématiques des normes environnementales des ESRS, ainsi que des représentants des principales filières concernées par les impacts, risques et opportunités identifiés dans la longue liste d'IROs ;
- pour les IROs sociaux, les équipes de la Direction Impact ainsi que les équipes en charge du reporting autour du Devoir de vigilance, les équipes de la Direction Ressources Humaines du groupe EDF et les membres du CSE réunis en inter-commissions. Ces parties prenantes permettent de capturer les attentes des parties prenantes affectées, à savoir les salariés du Groupe et les travailleurs des chaînes de valeur amont et aval, ainsi que les communautés affectées et les clients et utilisateurs ;
- pour les IROs de gouvernance, les équipes de la Direction Impact ainsi que les équipes Éthique et Conformité du Groupe. Ces parties prenantes permettent de capturer les attentes des parties prenantes affectées, à savoir les lanceurs d'alerte, les fournisseurs et partenaires, les autorités publiques et la société civile.

Les impacts ont été formulés et évalués en prenant en compte les attentes des parties prenantes affectées (y compris celles de la nature, considérée comme partie prenante silencieuse) via les canaux suivants :

- pour les IROs environnementaux, via l'analyse de sources documentaires (par exemple, sources publiées par des organismes et référentiels de place tels que l'OFB, l'ADEME, la TNFD, le WWF, le WBCSD), la cartographie des chaînes de valeur du groupe EDF et la revue par des experts internes ;
- pour les IROs sociaux, via l'analyse de sources documentaires (notamment synthèses de débats publics et consultations, enquêtes auprès d'employés du Groupe, enquêtes d'opinions auprès de la population, étude sur les risques liés aux droits humains dans la chaîne de valeur des énergéticiens…), la cartographie des chaînes de valeur du groupe EDF et la revue par des experts internes ;
- pour les IROs de gouvernance, via l'analyse de sources documentaires (notamment comptes rendus de débats publics et consultations…) et la cartographie des chaînes de valeur du groupe EDF ;
- pour tous les IROs, via la revue par le Comité de Gouvernance du projet CSRD et le Conseil des Parties Prenantes d'EDF, représentant les parties prenantes externes.

La revue documentaire ainsi que les consultations avec les experts par filières et experts thématiques ont permis notamment de faire ressortir des impacts négatifs qui se concentrent plus particulièrement sur certaines activités et dans certaines zones géographiques où le Groupe et sa chaîne de valeur sont présents.

Le processus de détermination des impacts en fonction de leur ampleur, de leur étendue, de leur probabilité et de leur caractère irrémédiable s'appuie sur des critères de notation alignés sur les Principes Directeurs des Nations Unies et sur les Lignes Directrices de l'OCDE sur l'Évaluation de l'Impact sur le Développement Durable. La typologie des critères de notation de la matérialité et de la probabilité d'un impact positif ou négatif est définie dans le standard ESRS 1 de la CSRD. Les seuils des critères ont ensuite été définis conjointement sur la base des prérequis de la CSRD et des critères utilisés par le système de gestion des risques d'EDF. Ces critères ont été revus et validés par l'équipe de gestion des risques et la Direction Impact du Groupe.

Les impacts positifs et négatifs ont été évalués par les experts thématiques d'EDF sur la base des critères d'ampleur et d'étendue d'un impact positif ou de gravité d'un impact négatif et de probabilité, par le biais d'une approche qualitative. Chaque critère d'ampleur, d'étendue et de caractère irrémédiable s'est vu attribuer une note de 1 à 5 et la note la plus élevée parmi les trois critères a été considérée comme la note finale pour un impact négatif, note qui sera associée au score de probabilité. À la suite de l'évaluation initiale, plusieurs ateliers et entretiens ont été menés avec des parties prenantes internes et externes du Groupe et avec la Direction des Risques Groupe. Enfin, les impacts identifiés et leur notation ont été validés par le Comité de gouvernance du projet CSRD.

Considérations supplémentaires pour les risques et opportunités

Les critères d'ampleur des effets financiers pour les risques et opportunités, se distinguent selon cinq niveaux, déterminant des niveaux d'ampleur allant de « minimal » à « absolu ». Les critères d'ampleur des effets financiers sont définis séparément pour les risques et les opportunités, pour chaque niveau de façon qualitative.

Les risques et les opportunités ont été identifiés au cours des phases 2 et 3 via trois biais :

- par le biais d'une revue documentaire, en particulier sur la base de la cartographie des risques Groupe, et d'un engagement direct avec les parties prenantes ;
- dans le cadre de l'élaboration de la cartographie des chaînes de valeur, des intrants clés ont été identifiés dans le modèle des six capitaux de l'*Integrated Reporting Council*. Ces principales dépendances d'EDF ont contribué à l'élaboration de la liste des risques et opportunités ;
- dans le cadre du processus d'élaboration de la liste des risques et opportunités, tous les impacts ont été examinés afin de déterminer si des risques et/ou des opportunités sont susceptibles d'y être associés. Ce processus d'extrapolation a été un des éléments clés du processus de définition des risques et des opportunités, étayé par l'examen des documents et l'engagement des parties prenantes ;
- enfin, les risques et opportunités identifiés et leur notation ont été validés avec des experts internes lors du comité de gouvernance CSRD.

La typologie des critères de notation de l'ampleur des effets financiers et de la probabilité d'un risque ou d'une opportunité est définie dans la norme ESRS 1 de la CSRD. Les seuils des critères ont ensuite été définis conjointement sur la base des prérequis de la CSRD et des critères utilisés par le système de gestion des risques d'EDF. Ces critères ont été revus par la Direction des Risques Groupe et la Direction Impact du Groupe.

Chaque risque ou opportunité a été évalué sur la base des critères de probabilité et de conséquence des effets financiers associés, sur la base des notations déjà réalisées par le système de gestion des risques de l'entreprise. Les risques et opportunités sont considérés comme ayant un ou plusieurs types de conséquences financières : conséquences financières directes ou par le biais de conséquences réputationnelles, stratégiques, via la satisfaction client et/ou le climat social. Chaque risque et opportunité a été évalué par les experts thématiques d'EDF en fonction de ces caractéristiques par le biais d'une approche qualitative. Les données existantes relatives aux effets financiers anticipés ont été prises en compte dans le cadre de la détermination de la notation, mais l'évaluation quantitative de la conséquence financière de chaque risque ou opportunité n'a pas été entreprise dans le cadre de l'analyse de double matérialité.

3.1.4.2 Correspondance entre les IROs (état de durabilité) et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé (section 2.2 de l'URD)

Cette section présente la correspondance entre les IROs matériels et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé. À noter que cette section ne répond pas à une exigence de publication au sens de la CSRD.

Comparaison des périmètres des IROs (état de durabilité) et des principaux risques auxquels le Groupe est exposé (section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ») :

- **risques généraux de la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » :** selon la méthodologie de la cartographie des risques du Groupe, les principaux risques peuvent entraîner à la fois des conséquences internes (assimilables à des risques au sens de la CSRD), et des conséquences externes (assimilables aux impacts potentiels de la CSRD). Ils portent sur tous les enjeux du Groupe, incluant les enjeux de durabilité, et tous les autres enjeux, opérationnels, financiers, stratégiques... Ils couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur. Ils ne comportent pas de limitation temporelle *a priori*. Enfin, le focus des principaux risques porte sur les conséquences potentielles négatives (internes ou externes), dans le but de s'en prémunir, même si certaines opportunités ou certains impacts positifs peuvent être décrits dans la stratégie de maîtrise des risques ;
- **IRO de la section 3.1.3.3 « Impacts, risques et opportunités matériels » :** Le niveau de granulométrie des IROs est en général plus détaillé que celui de la cartographie des risques. Les IROs sont focalisés sur les enjeux de durabilité et couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur sur les 3 horizons de temps de la CSRD. Enfin les IROs comportent de manière systématique des risques et des opportunités à conséquences internes, et des impacts externes positifs et négatifs.

En résumé, la partie des IROs consacrée aux risques et impacts négatifs représente le détail du volet RSE des principaux risques présentés à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

Dans le tableau de correspondance qui suit, les IROs de l'état de durabilité sont repérés selon leurs caractéristiques :

- impacts externes négatifs **[I-🟡]** ;
- impacts externes positifs **[I+🟢]** ;
- risques (au sens CSRD = interne : risques dont les conséquences financières seraient négatives pour l'entreprise) **[R🔴]** ;
- opportunités (au sens CSRD = interne : dont les conséquences financières seraient positives pour l'entreprise) **[O🔵]**.

Le tableau qui suit démontre que chaque impact négatif [I-] et chaque risque [R] (au sens de la CSRD) comporte une correspondance avec un risque (au sens de la section 2.2 de l'URD).

En revanche, cette correspondance n'est pas réalisée systématiquement pour les opportunités ou les impacts positifs, car ce n'est pas l'objet de l'identification des risques de la section 2.2.

Enjeu/Libellé *IRO (*Présenté au Comité de Responsabilité d'entreprise et au Comité des risques et de l'audit le 24 juillet 2024) *cf.* section 3.1.3	Type IRO	Correspondance Risques *cf.* section 2.2 de l'URD
Environnement - Transverse/Risques politiques et réglementaires	R	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
E1 - Atténuation du changement climatique/Émissions de gaz à effet de serre	I-	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition
E1 - Atténuation du changement climatique/Décarbonation du mix énergétique	I+	-
E1 - Atténuation du changement climatique/Décarbonation de l'économie	I+	-
E1 - Atténuation du changement climatique/Développement des usages de l'électricité décarbonée et des services énergétiques	O	-
E1 - Adaptation du changement climatique/Risques physiques	R	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition
E2 - Pollution de l'air, de l'eau et des sols/Rejets avec effets sur la qualité de l'air, de l'eau et des sols	I-	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
E3 - Consommation d'eau/Utilisation de l'eau	I-	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition
E3 - Consommation d'eau/Raréfaction de la ressource en eau	R	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition
E3 - Consommation d'eau/Gestion du multi-usage de l'eau	O	-
E4 - Impacts sur les écosystèmes/Dégradation des écosystèmes	I-	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
E4 - Impacts sur les écosystèmes/Impact via les ressources amont	I-	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité 1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles
E4 - Impacts sur les écosystèmes/Amélioration des écosystèmes	I+	-
E4 - Perte de biodiversité	I-	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
E5 - Déchets/Génération de déchets	I-	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité 2A – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs, du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés
E5 - Déchets/Démantèlement nucléaire et gestion des déchets radioactifs	O	-
E5 - Flux de ressources entrants/Diminution des flux de ressources entrants	R	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
Social - Transverse/Santé et sécurité de tous	I-	1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) 2C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire 1F – Atteinte à la sûreté hydraulique 1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
S1-S2 - Droits humains/Atteintes aux droits des travailleurs	I-	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR 1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) 1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles 2B – Maîtrise du cycle du combustible

Enjeu/Libellé *IRO* (Présenté au Comité de Responsabilité d'entreprise et au Comité des risques et de l'audit le 24 juillet 2024) cf. section 3.1.3	Type IRO	Correspondance Risques *cf.* section 2.2 de l'URD
S1-S2 - Droits humains/Risques liés aux droits humains	R	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR 1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) 1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles 2B – Maîtrise du cycle du combustible
S1-S2 - Dialogue social & fidélisation des travailleurs/Dialogue social	R	5C – Capacité de transformation face aux ruptures
S1-S2 - Dialogue social & fidélisation des travailleurs/Attraction et fidélisation des travailleurs	O	-
S1-S2 - Égalité, diversité et inclusion pour tous/Discrimination	I-	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité
S1-S2 - Main d'œuvre - Égalité, diversité et inclusion	I+	-
S1-S2 - Développement des compétences	I+	-
S1-S2 - Développement des compétences/Inadéquation des compétences	R	5A – Adaptation des compétences
S1-S2 - Santé et sécurité de tous/Accidents/incidents de santé et sécurité	R	1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)
S1-S2 -Santé et sécurité de tous - Amélioration des conditions de travail	I+	-
S3 - Développement territorial/Contribution au développement	I+	-
S3 - Développement territorial/Résilience des territoires	I+	-
S3 - Droits humains/Atteintes aux droits des populations locales	I-	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR
S3 - Dialogue et concertation avec les parties prenantes/ Insuffisance de concertation des parties prenantes	R	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR
S4 - Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux/ Maitrise de la consommation et des usages de l'électricité	I+	-
S4 - Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux - Augmentation des impayés	R	3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH
S4 - Protection des données personnelles/Fuites de données personnelles	I-	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité
S4 - Continuité et fourniture d'électricité	I-	1G – Risque de déséquilibre offre/demande au périmètre d'EDF 1H – Risque de *black-out*
S4 - Continuité et fourniture d'électricité/Mission de service public	I+	-
S4 - Continuité et fourniture d'électricité/Offres de flexibilité	O	-
G1 - Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte/Atteintes aux droits des lanceurs d'alerte	I-	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité
G1 - Éthique, conformité et transparence du lobbying/Éthique des affaires et transparence des pratiques de lobbying	R	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité
G1 - Conduite des affaires - Détérioration de la santé financière de fournisseurs	I-	1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles
G1 - Conduite des affaires - Achats responsables	I+	-
G1 - Conduite des affaires - Dépendance envers certains fournisseurs	R	1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles
G1 - Conduite des affaires - Qualité des relations fournisseurs	O	-
G1 - Gouvernance/Risque lié aux politiques publiques	R	3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH
G1 - Gouvernance/Opportunité liée aux politiques publiques	O	-
G1 - Sûreté et gestion de crise/Incidents d'exploitation et de cybersécurité	R	1C – Atteintes au patrimoine, notamment cyberattaques 1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)

3.1.5 Annexes

3.1.5.1 Liste des exigences de publication respectées

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
ESRS 2	***Informations générales***		
BP-1	Base générale pour la préparation de l'état de durabilité	Section 3.1.1 « Base d'établissement de l'état de durabilité »	
BP-2	Publication d'informations relatives à des circonstances particulières	Section 3.1.1 « Base d'établissement de l'état de durabilité »	
GOV-1	Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	Section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »	
GOV-2	Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et enjeux de durabilité traités par ces organes	Section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »	
GOV-3	Intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation	Section 3.1.2.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération »	
GOV-4	Déclaration sur la vigilance raisonnable	Section 3.1.2.4 « Déclaration sur la vigilance raisonnable »	
GOV-5	Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité	Section 3.1.2.5 « Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité »	
SBM-1	Stratégie, modèle économique et chaîne de valeur	Section 3.1.3.1 « Stratégie, modèle d'affaires et chaîne de valeur »	
SBM-2	Intérêts et points de vue des parties prenantes	Section 3.1.3.2 « Intérêts et points de vue des parties prenantes »	
SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.1.3.3.2 « Impacts, risques et opportunités matériels identifiés » et section 3.1.3.4 « Lien entre les impacts, risques et opportunités et la stratégie du groupe EDF »	
IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels	Section 3.1.3.3.1 « Résultats de l'analyse de double matérialité »	
IRO-2	Exigences de publication au titre des ESRS couvertes par l'état de durabilité de l'entreprise	Section 3.1.5.1 « Liste des exigences de publication respectées »	
ESRS E1	***Changement climatique***		
E1.GOV-3	Intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation	Section 3.1.2.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération »	
E1-1	Plan de transition pour l'atténuation du changement climatique	Section 3.2.2.1 « Atténuation du changement climatique » Section 3.2.2.3 « Résilience du modèle d'affaire face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques »	
E1.SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique » et section 3.1.3.4 « Lien entre les impacts, risques et opportunités et la stratégie du groupe EDF »	
E1.IRO-1	Description des processus permettant d'identifier et d'évaluer les impacts, risques et opportunités matériels liés au climat	Section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique »	
E1-2	Politiques liées à l'atténuation du changement climatique et à l'adaptation à celui-ci	Section 3.2.2.1.1 « Politiques liées à l'atténuation du changement climatique » et section 3.2.2.2.1 « Politique liée à l'adaptation au changement climatique »	
E1-3	Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique	Section 3.2.2.1.2 « Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique »	
E1-4	Cibles liées à l'atténuation du changement climatique et à l'adaptation à celui-ci	Section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique » et section 3.2.2.2.3 « Cible et indicateur relatifs à l'adaptation au changement climatique »	
E1-5	Consommation d'énergie et mix énergétique	Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »	

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
E1-6	Émissions brutes de GES des Scopes 1, 2 ou 3 et émissions totales de GES	Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES »	
E1-7	Projets d'absorption et d'atténuation des GES financés au moyen de crédits carbone	Section 3.2.2.1.2.3.1. « Contribution carbone »	
E1-8	Tarification interne du carbone	Section 3.2.2.3.3 « L'utilisation d'un prix interne du carbone pour orienter les investissements »	
E1-9	Effets financiers attendus des risques physiques et de transition matériels et des opportunités potentielles liées au climat		Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E2	***Pollution***		
E2.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à la pollution	Section « 3.2.3 ESRS E2 – Pollution »	
E2-1	Politiques en matière de pollution	Section « 3.2.3.1 Politiques en matière de maîtrise de la pollution »	
E2-2	Actions et ressources relatives à la pollution	Section 3.2.3.2.1 « Actions relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) » et section 3.2.3.3.1 « Actions relatives à la pollution des sols » Section 3.2.3.5 « Dépenses et effort de recherche alloués aux actions en matière de prévention et contrôle des pollutions »	
E2-3	Cibles en matière de pollution	Section 3.2.3.2.2 « Cibles relatives aux rejets de polluants dans l'air (NOx, SO2, poussières) »	
E2-4	Pollution de l'air, de l'eau et des sols	Section 3.2.3.2 « Pollution de l'air : rejets de NOx, SO_2, poussières » et section 3.2.3.3 « Pollution dans les sols »	
E2-5	Substances préoccupantes et substances extrêmement préoccupantes		Non matériel
E2-6	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à la pollution		Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E3	***Ressources hydriques et marines***		
E3.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés aux ressources hydriques et marines	Section 3.2.4 « ESRS E3 - Ressources hydriques »	
E3-1	Politiques en matière de ressources hydriques et marines	Section 3.2.4.1 « Politiques en matière de ressources hydriques »	
E3-2	Actions et ressources relatives aux ressources hydriques et marines	Section 3.2.4.2.3 « Actions relatives aux prélèvements et aux consommations d'eau » et section 3.2.4.3.1 « Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau » Section 3.2.4.4 « Dépenses et effort de recherche allouées aux actions en matière de ressources hydriques »	
E3-3	Cibles en matière de ressources hydriques et marines	Section 3.2.4.2.4 « Cibles relatives aux prélèvements et consommations d'eau » et section 3.2.4.3.2 « Cible et indicateur relatifs à la gestion multi-usage de la ressource en eau »	
E3-4	Consommation d'eau	Section 3.2.4.2 « Prélèvements et consommations d'eau »	
E3-5	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés aux ressources hydriques et marines		Disposition de mise en œuvre progressive

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
ESRS E4	***Biodiversité et écosystèmes***		
E4.SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystème »	
E4.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques, dépendances et opportunités matériels liés à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystème »	
E4-1	Plan de transition et prise en considération de la biodiversité et des écosystèmes dans la stratégie et le modèle économique	Section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystème »	
E4-2	Politiques relatives à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »	
E4-3	Actions et ressources liées à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5.2 « Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes »	
E4-4	Cibles liées à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5.3 « Cibles et indicateurs relatifs à la biodiversité et aux écosystèmes »	
E4-5	Indicateurs d'impact concernant l'altération de la biodiversité et des écosystèmes	Section 3.2.5.3 « Cibles et indicateurs relatifs à la biodiversité et aux écosystèmes »	
E4-6	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à la biodiversité et aux écosystèmes		Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E5	***Utilisation des ressources et économie circulaire***		
E5.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.2.6 « ESRS E5 - Utilisation de ressources et économie circulaire »	
E5-1	Politiques en matière d'utilisation des ressources et d'économie circulaire	Section 3.2.6.1 « Politiques en matière d'utilisation des ressources et d'économie circulaire »	
E5-2	Actions et ressources relatives à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.2.6.2.1 « Actions et ressources relatives aux ressources entrantes » et Section 3.2.6.4 « Dépenses et effort de recherche allouées aux actions en matière d'utilisation de ressources et économie circulaire »	
E5-3	Cibles relatives à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.2.6.2.2 « Cible et indicateurs relatifs aux ressources entrantes »	
E5-4	Flux de ressources entrants	Section 3.2.6.2 « Flux de ressources entrantes »	
E5-5	Flux de ressources sortants	Section 3.2.6.3 « Déchets »	
E5-6	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire		Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS S1	***Personnel de l'entreprise***		
S1.SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.2 « ESRS S1 – Effectif de l'entreprise »	
S1-1	Politiques concernant le personnel de l'entreprise	Section 3.3.2.1 « Politiques concernant les effectifs du groupe EDF »	
S1-2	Processus de dialogue avec le personnel de l'entreprise et ses représentants au sujet des impacts	Section 3.3.2.2 « Processus d'interaction avec les effectifs du groupe EDF et leurs représentants »	
S1-3	Processus de réparation des impacts négatifs et canaux permettant au personnel de l'entreprise de faire part de ses préoccupations	Section 3.3.2.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux collaborateurs du groupe EDF de faire part de leurs préoccupations »	
S1-4	Actions concernant les impacts matériels sur le personnel de l'entreprise, approches visant à gérer les risques matériels et à saisir les opportunités matérielles concernant le personnel de l'entreprise, et efficacité de ces actions	Section 3.3.2.4.1 « Actions et indicateurs relatifs aux effectifs » et section 3.3.2.5.1 « Actions liées aux compétences et formations » et section 3.3.2.6.1 « Actions relatives à la santé sécurité » et section 3.3.2.7.1 « Actions liées à la diversité, mixité »	
S1-5	Cibles liées à la gestion des impacts négatifs matériels, à la promotion des impacts positifs et à la gestion des risques et opportunités matériels	Section 3.3.2.5.2 « Cibles et indicateurs relatifs à la formation et au développement des compétences et section 3.3.2.6.2 « Cibles relatives à la santé sécurité » et section 3.3.2.7.2 « Cible et indicateur relatifs à la diversité, mixité »	

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
S1-6	Caractéristiques des salariés de l'entreprise	Section 3.3.2.4.1 « Actions et indicateurs relatifs aux effectifs » et section 3.3.2.7.2 « Cible et indicateur relatifs à la diversité, mixité »	
S1-7	Caractéristiques des non-salariés assimilés au personnel de l'entreprise		Disposition de mise en œuvre progressive
S1-8	Couverture des négociations collectives et dialogue social	Section 3.3.2.2.1 « Dialogue social » et section 3.3.2.2.2 « Négociations collectives »	
S1-9	Indicateurs de diversité	Section 3.3.2.7 « Égalité, diversité et inclusion pour tous »	
S1-10	Salaires décents	Section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe »	
S1-11	Protection sociale		Disposition de mise en œuvre progressive
S1-12	Personnes handicapées	Section 3.3.2.7.1.4 « Ancrage handicap, un engagement de longue date »	
S1-13	Formation et développement des compétences	Section 3.3.2.5 « Formation et développement des compétences »	
S1-14	Santé et sécurité	Section 3.3.2.6 « Santé et Sécurité de tous »	
S1-15	Équilibre entre vie professionnelle et vie privée		Disposition de mise en œuvre progressive
S1-16	Indicateurs de rémunération (écart de rémunération et rémunération totale)	Section 3.3.2.7 « Égalité, diversité et inclusion pour tous » et Section 3.3.2.4.1 « Actions et indicateurs relatifs aux effectifs »	
S1-17	Cas, plaintes et impacts graves sur les droits humains	Section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe »	
ESRS S2	***Travailleurs de la chaîne de valeur***		
S2.SBM-3	Incidences, risques et opportunités importants et interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.3 « ESRS E2 – Travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-1	Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur	Section 3.3.3.1 « Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-2	Processus d'interaction au sujet des incidences avec les travailleurs de la chaîne de valeur	Section 3.3.3.2 « Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-3	Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux travailleurs de la chaîne de valeur de faire part de leurs préoccupations	Section 3.3.3.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux travailleurs de la chaîne de valeur de faire part de leurs préoccupations »	
S2-4	Actions concernant les incidences importantes sur les travailleurs de la chaîne de valeur, approches visant à gérer les risques importants et à saisir les opportunités importantes concernant les travailleurs de la chaîne de valeur, et efficacité de ces actions	Section 3.3.3.4 « Actions visant à gérer les incidences et risques matériels identifiés pour les travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-5	Cibles liées à la gestion des incidences négatives importantes, à la promotion des incidences positives et à la gestion des risques et opportunités importants	Section 3.3.3.5 « Cibles et indicateurs relatifs aux travailleurs de la chaîne de valeur »	
ESRS S3	**Communautés affectées**		
S3.SBM-3	Incidences, risques et opportunités importants et interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.4 « ESRS S3 – Communautés affectées »	
S3-1	Politiques relatives aux communautés touchées	Section 3.3.4.1 « Politiques relatives aux communautés affectées »	
S3-2	Processus d'interaction au sujet des incidences avec les communautés touchées	Section 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées »	
S3-3	Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux communautés touchées de faire part de leurs préoccupations	Section 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations »	
S3-4	Actions concernant les incidences importantes sur les communautés touchées, approches visant à gérer les risques importants et à saisir les opportunités importantes concernant les communautés touchées, et efficacité de ces actions	Section 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées »	

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
S3-5	Cibles liées à la gestion des incidences négatives importantes, à la promotion des incidences positives et à la gestion des risques et opportunités importants	Section 3.3.4.5 « Cibles et indicateurs relatifs aux communautés affectées »	
ESRS S4	**Consommateurs et utilisateurs finaux**		
S4.SBM-3	Incidences, risques et opportunités importants et interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.5 « Consommateurs et utilisateurs finaux »	
S4-1	Politiques relatives aux consommateurs et utilisateurs finaux	Section 3.3.5.1.1 « Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux » et section 3.3.5.2.1 « Politique relative à la lutte contre la précarité énergétique pour les consommateurs et utilisateurs finaux » et section 3.3.5.3.1 « Politique relative au respect de la vie privée/à la protection des données personnelles pour les consommateurs et utilisateurs finaux »	
S4-2	Processus d'interaction au sujet des incidences avec les consommateurs et utilisateurs finaux	Section 3.3.5.1.2 « Processus de dialogue relatif à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux » et section 3.3.5.2.2 « Processus de dialogue relatif à la lutte contre la précarité énergétique pour les consommateurs et utilisateurs finaux » et section 3.3.5.3.1 « Processus de dialogue avec les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles »	
S4-3	Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations	Sections 3.3.5.1.3 « Procédures de réparation des impacts négatifs et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations en lien avec la continuité et fourniture d'électricité », 3.3.5.2.3 (précarité énergétique) & 3.3.5.3.3 (respect de la vie privée/la protection des données personnelles)	
S4-4	Actions concernant les incidences importantes sur les consommateurs et utilisateurs finaux, approches visant à gérer les risques importants et à saisir les opportunités importantes concernant les consommateurs et utilisateurs finaux, et efficacité de ces actions	Sections 3.3.5.1.4 « Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux », 3.3.5.2.4 (précarité énergétique) & 3.3.5.3.4 (respect de la vie privée/la protection des données personnelles)	
S4-5	Cibles liées à la gestion des incidences négatives importantes, à la promotion des incidences positives et à la gestion des risques et opportunités importants	Sections 3.3.5.1.5 « Cibles et indicateurs relatifs à la continuité et fourniture d'électricité), 3.3.5.2.5 (précarité énergétique) & 3.3.5.3.5 (Respect de la vie privée/la protection des données personnelles)	
ESRS G1	**Conduite des affaires**		
G1.GOV-1	Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	Section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »	
G1-1	Culture d'entreprise et politiques en matière de conduite des affaires	Section 3.4.2 « Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires »	
G1-2	Gestion des relations avec les fournisseurs	Section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »	
G1-3	Prévention et détection de la corruption et des pots-de-vin	Section 3.4.4 « Prévention et détection de la corruption »	
G1-4	Cas de corruption ou de versement de pots-de-vin	Section 3.4.4.2 « Cas de corruption recensés	
G1-5	Influence politique et activités de lobbying	Section 3.4.6.1 « Le groupe EDF s'engage pour un lobbying transparent et responsable »	
G1-6	Pratiques de paiement fournisseurs	Section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »	

3.1.5.2 Tableau de tous les points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE

Points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section
ESRS 2 GOV-1 21 d) Mixité au sein des organes de gouvernance	X		X		Section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration » et section 3.1.2.1.1 « Conseil d'administration »
ESRS 2 GOV-1 21 e) Pourcentage d'administrateurs indépendants			X		Section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration »
ESRS 2 GOV-4 30 Déclaration sur la vigilance raisonnable	X				Section 3.1.2.4 « Déclaration sur la vigilance raisonnable »
ESRS 2 SBM-1 40d)i) Participation à des activités liées aux combustibles fossiles	X	X	X		Section 3.2.7 « Taxonomie verte »
ESRS 2 SBM-1 40d)ii) Participation à des activités liées à la fabrication de produits chimiques	X		X		Non concerné
ESRS 2 SBM-1 40d)iii) Participation à des activités liées à des armes controversées	X		X		Non concerné
ESRS 2 SBM-1 40d)iv Participation à des activités liées à la culture et à la production de tabac			X		Non concerné
ESRS E1-1 14 Plan de transition pour atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050				X	Section 3.2.2.1.1 « Politiques liées à l'atténuation du changement climatique »
ESRS E1-1 16 g) Entreprises exclues des indices de référence « Accord de Paris »		X	X		Section 3.2.2.1.3.2 « Une trajectoire carbone compatible 1,5 °C »
ESRS E1-4 34 Cibles de réduction des émissions de GES	X	X	X		Section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique »
ESRS E1-5 38 Consommation d'énergie produite à partir de combustibles fossiles ventilée par source d'énergie (uniquement les secteurs ayant un fort impact sur le climat)	X				Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »
ESRS E1-5 37 Consommation d'énergie et mix énergétique					Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »
ESRS E1-5 40-43 Intensité énergétique des activités dans les secteurs à fort impact climatique	X				Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »
ESRS E1-6 44 Émissions brutes de GES des Scopes 1, 2 ou 3 et émissions totales de GES	X	X	X		Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES »
ESRS E1-6 53-55 Intensité des émissions de GES brutes	X	X	X		Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES »
ESRS E1-7 56 Absorptions de GES et crédits carbone			X		Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES »
ESRS E1-9 66 Exposition du portefeuille de l'indice de référence à des risques physiques liés au climat		X			Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E1-9 66 a) Désagrégation des montants monétaires par risque physique aigu et chronique		X			Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E1-9 66 c) Localisation des actifs importants exposés à un risque physique matériel		X			Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E1-9 67 c) Ventilation de la valeur comptable des actifs immobiliers de l'entreprise par classe d'efficacité énergétique		X			Disposition de mise en œuvre progressive

Points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section
ESRS E1-9 69 Degré d'exposition du portefeuille aux opportunités liées au climat			X		Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E2-4 28 Quantité de chaque polluant énuméré dans l'annexe II du règlement E-PRTR (registre européen des rejets et des transferts de polluants) rejetés dans l'air, l'eau et le sol	X				Section 3.2.3.2.3 « Indicateurs relatifs aux rejets dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) »
ESRS E3-1 9 Ressources hydriques et marines	X				Section 3.2.4 « ESRS E3 – Ressources hydriques »
ESRS E3-1 13 Politique en la matière	X				Section 3.2.4.1 « Politiques en matière de ressources hydriques »
ESRS E3-1 14 Pratiques durables en ce qui concerne les océans et les mers	X				Non matériel
ESRS E3-4 28 c) Pourcentage total d'eau recyclée et réutilisé	X				Section 3.2.4.2.5 « Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau »
ESRS E3-4 29 Consommation d'eau totale en m^3 par rapport au chiffre d'affaires généré par les propres activités de l'entreprise	X				Section 3.2.4.2.5 « Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau »
ESRS 2- SBM 3 - E4 16a)	X				Section 3.2.5 « Biodiversité et écosystèmes »
ESRS 2- SBM 3 - E4 16b)	X				Section 3.2.5 « Biodiversité et écosystèmes »
ESRS 2- SBM 3 - E4 16c)	X				Non concerné
ESRS E4-2 24 b) Pratiques ou politiques foncières/agricoles durables	X				Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »
ESRS E4-2 24 c) Pratiques ou politiques durables en ce qui concerne les océans/mers	X				Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »
ESRS E4-2 24 d) Politiques de lutte contre la déforestation	X				Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »
ESRS E5-5 37 d) Déchets non recyclés	X				Section 3.2.6.3.3 « Indicateurs relatifs aux déchets »
ESRS E5-5 39 Déchets dangereux et déchets radioactifs	X				Section 3.2.6.3.3 « Indicateurs relatifs aux déchets »
ESRS 2- SBM3 - S1 14 f) Risque de travail forcé	X				Section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur » et section 3.3.2 « ESRS S1 - Effectif de l'entreprise »
ESRS 2- SBM3 - S1 14 g) Risque d'exploitation d'enfants par le travail	X				Section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S1-1 20 Engagements à mener une politique en matière des droits de l'homme	X				Section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux »
ESRS S1-1 21 Politiques de vigilance raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation internationale du travail			X		Section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux »
ESRS S1-1 22 Processus et mesures de prévention de la traite des êtres humains	X				Section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux »
ESRS S1-1 23 Politique de prévention ou système de gestion des accidents du travail	X				Section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur » et section 3.3.2.1.2 « La politique Prévention Santé Sécurité »
ESRS S1-3 32 c) Mécanismes de traitement des différends ou des plaintes	X				Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »

Points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section
ESRS S1-14 88 b) c) Nombre de décès et nombre et taux d'accidents liés au travail	X		X		Section 3.3.2.6.3 « Indicateurs relatifs à la santé sécurité »
ESRS S1-14 88 e) Nombre de jours perdus pour cause de blessures, d'accidents, de décès ou de maladies	X				Section 3.3.2.6.3 « Indicateurs relatifs à la santé sécurité »
ESRS S1-16 97 a) Écart de rémunération entre hommes et femmes non corrigé	X		X		Section 3.3.2.7.2.2 « Autres indicateurs liés à la diversité, mixité »
ESRS S1-16 97 b) Ratio de rémunération annuelle totale de la personne la mieux payée par rapport au niveau médian de rémunération annuelle totale (à l'exclusion de l'individu le mieux payé)	X				Section 3.3.2.4.1.6 « Rémunération, levier de performance et d'attractivité »
ESRS S1-17 103 a) Cas de discrimination	X				Section 3.3.1.2.8 « Focus sur les incidents graves en matière de droits humains pour les effectifs de l'entreprise », section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S1-17 104 a) Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme et des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.1.2.8 « Focus sur les incidents graves en matière de droits humains pour les effectifs de l'entreprise »
ESRS 2- SBM3 – S2 11 b) Risque important d'exploitation d'enfants par le travail ou de travail forcé dans la chaîne de valeur	X				Section 3.3.3 « ESRS S2 – Travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S2-1 17 Engagements à mener une politique en matière de droits de l'homme	X				Section 3.3.3.1 « Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S2-1 18 Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur	X				Section 3.3.3.1 « Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S2-1 19 Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme et des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S2-1 19 Politiques de diligence raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation internationale du travail			X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S2-4 36 Problèmes et incidents en matière de droits de l'homme recensés en amont ou en aval de la chaîne de valeur	X		X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S3-1 16 Engagements à mener une politique en matière de droits de l'homme			X		Section 3.3.4.1 « Politiques relatives aux communautés affectées »
ESRS S3-1 17 Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme, des principes de l'OIT et/ou des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S3-4 36 Problèmes et incidents en matière de droits de l'homme	X				Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S4-1 16 Politiques en matière de consommateurs et d'utilisateurs finaux	X				Sections 3.3.5.1.1 « Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux » et 3.3.5.2.1 « Politique relative à la lutte contre la précarité énergétique pour les consommateurs et utilisateurs finaux »

Points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section
ESRS S4-1 17 Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme et des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.5.1.1 « Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux »
ESRS S4-4 35 Problèmes et incidents en matière de droits de l'homme	X				Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS G1-1 10 b) Non-respect de la Convention des Nations Unies contre la corruption	X				Non concerné
ESRS G1-1 10 d) Pas de politique en place pour la protection des lanceurs d'alerte	X				Non concerné
ESRS G1-4 24 a) Amendes pour infraction à la législation sur la lutte contre la corruption et les actes de corruption	X		X		Section 3.4.4.2 « Cas de corruption recensés »
ESRS G1-4 24 b) Normes de lutte contre la corruption et les actes de corruption	X				Section 3.4.4.1 « Le programme anti-corruption »

3.1.5.3 Référence des ESRS par question de durabilité

Le tableau ci-dessous reprend les enjeux de durabilité matériels pour EDF et y associe une ou plusieurs références parmi les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS. Les enjeux de durabilité définis par EDF ou celles dont la formulation est proche de celle de la référence des ESRS ne figurent pas dans ce tableau.

Enjeu de durabilité	Référence(s) dans les ESRS
Perte de biodiversité	Vecteurs directs de perte de biodiversité : Changement d'affectation des terres, changement d'utilisation de l'eau douce et des mers
Impact sur les écosystèmes	Impacts sur l'étendue et l'état des écosystèmes
Droits humains (S1)	Autres droits relatifs au travail - sous-enjeu : Travail des enfants/Travail forcé/Protection de la vie privée Conditions de travail - sous-enjeu : Salaires décents Conditions de travail - sous-enjeu : Liberté d'association/Négociation collective Conditions de travail - sous-enjeu : Protection sociale
Droits humains (S2)	Conditions de travail - sous-enjeux : Protection sociale/Temps de travail/Salaires décents/Dialogue social/ Liberté d'association/Négociation collective Égalité de traitement et opportunités pour tous - sous-enjeu : Mesures contre la violence et le harcèlement au travail Égalité de genre et salaires égaux pour un travail de même valeur/Emploi et inclusion des personnes avec handicap Autres droits relatifs au travail - sous-enjeu : Travail des enfants/Travail forcé/Protection de la vie privée
Droits humains (S3)	Droits économiques, sociaux et culturels des communautés – sous-enjeu : Logement adéquat Droits économiques, sociaux et culturels des communautés – sous-enjeu : Alimentation adéquate Droits économiques, sociaux et culturels des communautés – sous-enjeu : Eau et assainissement Droits économiques, sociaux et culturels des communautés – sous-enjeu : Impacts liés à la terre
Santé et sécurité de tous (S1)	Conditions de travail - sous-enjeu : Santé et sécurité Conditions de travail - sous-enjeu : Équilibre vie privée - personnelle
Santé et sécurité de tous (S3)	Droits économiques, sociaux et culturels des communautés - sous-enjeu : Impacts relatifs à la sécurité
Égalité, diversité et inclusion pour tous (S1)	Égalité de traitement et opportunités pour tous - sous-enjeu : Diversité Égalité de traitement et opportunités pour tous - sous-enjeu : Égalité de genre et salaires égaux pour un travail de même valeur Égalité de traitement et opportunités pour tous - sous-enjeu : Emploi et inclusion des personnes avec handicap
Dialogue et concertation avec les parties prenantes	Droits civils et politiques des communautés – sous-enjeu : Liberté d'expression Droits civils et politiques des communautés – sous-enjeu : Liberté de réunion Droits civils et politiques des communautés – sous-enjeu : Impacts sur les défenseurs des droits humains Droits des peuples autochtones – sous-enjeu : Consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause Droits des peuples autochtones – sous-enjeu : Auto-détermination Droits des peuples autochtones – sous-enjeu : Droits culturels
Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux	Inclusion sociale - sous-enjeu : Accès aux produits et services Impacts liés aux informations – sous-enjeu : Accès à l'information (de qualité)
Protection des données personnelles	Informations relatives aux impacts - sous-enjeux : Protection de la vie privée
Gouvernance	Culture d'entreprise
Éthique, conformité et transparence du lobbying	Dialogue politique et activités de lobbying Corruption et versement de pots-de-vin

3.1.5.4 Informations de l'état de durabilité incorporées par référence

Information concernée	Exigences de divulgation [1]	Renvois à d'autres parties de l'URD
La stratégie du groupe EDF	BP-2	Section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et section 1.3.2 « Priorités de la stratégie »
Les changements intervenus dans la stratégie du Groupe	BP-2	Section 1.2.3 « Faits marquants »
Le modèle d'affaires du groupe EDF (ainsi que les atouts et ressources et la création de valeur)	BP-2	Section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires » et section 1.4 « Description des activités du Groupe »
Les facteurs de risques du groupe EDF	GOV-5	Chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise »
Les risques généraux du Groupe	GOV-5	Section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »
La cartographie générale des risques du Groupe	GOV-5	Section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »
Les dispositifs de maîtrise de risque et de contrôle interne du groupe EDF	GOV-5	Section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités »
Le CECEG autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe	GOV-5	Section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »
Le périmètre de consolidation	BP-1	Section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - Note 3 « Périmètre de consolidation »
La composition, les missions, et pouvoirs, les compétences et expertises, le fonctionnement du Conseil d'administration d'EDF	GOV-1	Section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration »
La composition du Conseil d'administration	GOV-1	Section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »
Les comités du Conseil d'administration	GOV-1	Section 4.2.3 « Comités du Conseil d'administration »
La composition du Comex	GOV-1	Section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif »
Canaux de formation du Conseil d'administration aux sujets de responsabilité sociale et environnementale	GOV-1	Section 4.2.2.7 « Information et formations des administrateurs »
Les impacts, risques et opportunités, tous les sujets de durabilité traités par le Comité de responsabilité d'entreprise	GOV-1	Section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »
La liste des impacts, risques et opportunités importants a été présentée au Comité des risques et de l'audit et au Comité de responsabilité d'entreprise	GOV-1	Section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil d'administration »
Les rôles et les missions de la Référente climat du Conseil d'administration	GOV-1	Section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »
La Revue du plan de transition climatique du Groupe par le Comité de la stratégie	GOV-1	Section 4.2.3.1 « Comité de la stratégie »
Les attentes et intérêts des parties prenantes dans la stratégie et les objectifs du Groupe	SBM-2	Section 1.3.1 « Environnement et enjeux stratégiques »

(1) *Disclosure requirement DR.*

3.2 Informations environnementales

3.2.1 Système de management de l'environnement

L'environnement dans toutes ses dimensions est au centre des engagements du groupe EDF. Un système de management de l'environnement (SME) a donc été mis en place depuis plusieurs années pour assurer un impact environnemental le plus faible possible pour les différentes activités du Groupe.

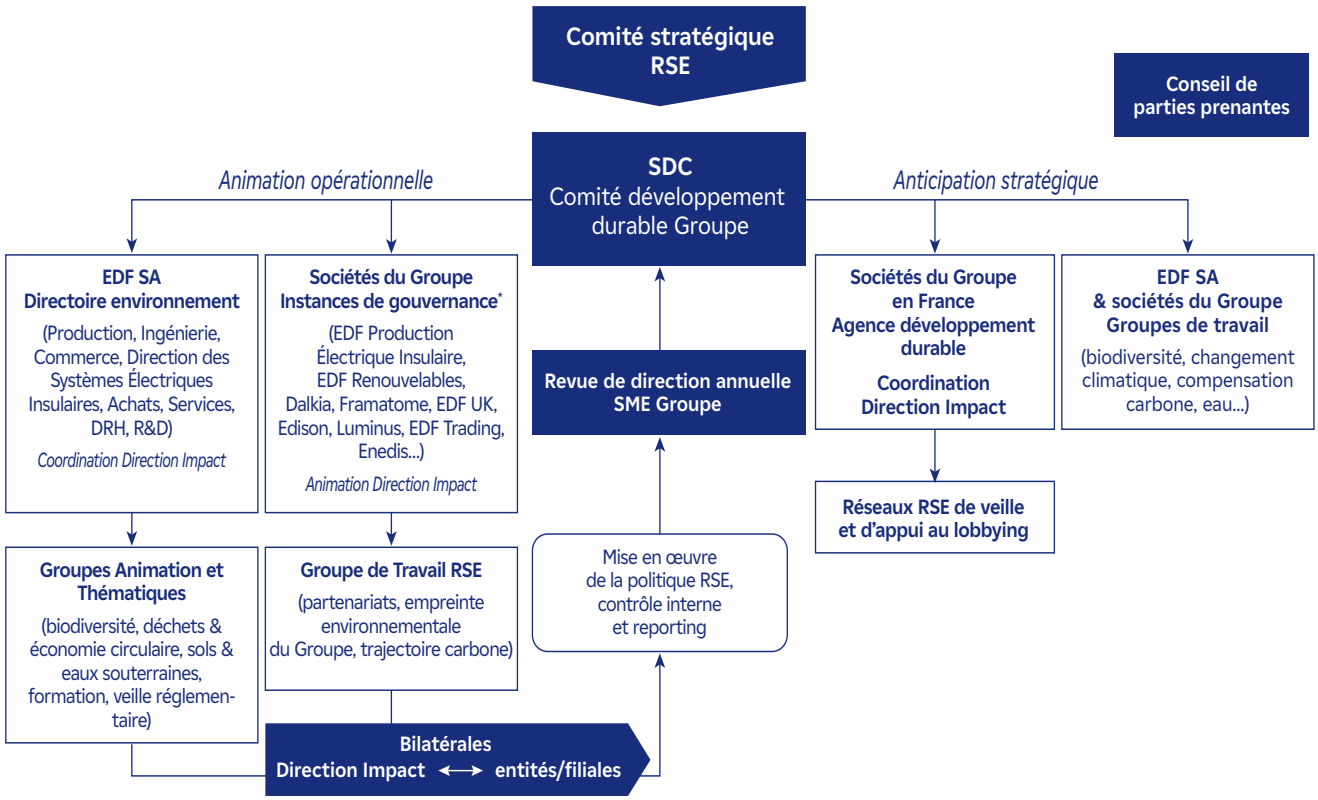
Le SME vise à assurer la déclinaison des engagements environnementaux de la politique RSE du groupe (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »). Ce système de management s'appuie sur les instances de gouvernance d'EDF (voir la section 3.1.2 « Gouvernance » et le chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise »).

Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité du Groupe met en place, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux, une démarche de management environnemental adaptée à ses propres enjeux, définit son organisation et les différents niveaux de responsabilité et autorité associées pour respecter ses engagements environnementaux et maîtriser ses risques par la mise à disposition de ressources (humaines et financières) appropriées.

Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes :

- de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements : chaque entité établit et met en œuvre un programme ou plan d'action environnemental prenant en compte les engagements du Groupe la concernant, ses aspects environnementaux significatifs, ses obligations réglementaires et en considérant ses risques et opportunités ;
- de l'amélioration de l'efficacité de ses organisations de façon appropriée aux enjeux : chaque entité est responsable ;
- de son contrôle interne, des audits internes et externes de son SME et des interfaces avec le SME Groupe ;
- d'un reporting de durabilité obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la Direction Impact les informations environnementales requises.

La Direction Impact assure la coordination générale du SME Groupe et les interfaces nécessaires avec EDF et les filiales à travers une animation opérationnelle du management de l'environnement qui implique la participation de chaque entité ayant des impacts environnementaux significatifs de niveau Groupe.



** Directoires environnement ou équivalent*

Le SME du Groupe est certifié par un organisme externe, l'AFNOR, selon la norme internationale ISO 14001 (version 2015). Tous les sites industriels sont couverts par un SME, et plus de 80 % par un SME certifié.

La dernière campagne d'audits de certification, menée par l'AFNOR sur la période d'avril 2023 à mars 2024, confirme que les systèmes de management de l'environnement des entités et filiales certifiées sont mis en œuvre efficacement et sont véritablement intégrés dans les pratiques et la culture du Groupe. La politique environnementale est jugée ambitieuse et à la hauteur des enjeux du groupe EDF, notamment sur les aspects climat et biodiversité. L'expertise et les compétences sont partagées avec les territoires, dans une logique de progression de la maîtrise des impacts environnementaux. Ces audits ont permis d'identifier 4 nouvelles non-conformités mineures, les non-conformités mineures de la précédente campagne d'audit ayant été levées. Les progrès sont principalement attendus sur le pilotage des plans d'action avec une meilleure analyse des causes et le suivi de l'efficacité des actions correctives, notamment en lien avec des actions de mise en conformité.

3.2.2 ESRS E1 - Changement climatique

Le groupe EDF entend jouer un rôle majeur dans la lutte contre le dérèglement climatique. L'ensemble de la gouvernance et des métiers de l'entreprise sont engagés dans cette direction. Les enjeux de trajectoire carbone et d'adaptation au changement climatique sont régulièrement examinés par le Comité exécutif, le Conseil d'administration, le Conseil scientifique et le Conseil des parties prenantes du Groupe. La contribution du Groupe à la décarbonation de l'économie occupe une place centrale dans la raison d'être, intégrée dans les statuts d'EDF en 2020, ainsi que dans le projet d'entreprise du Groupe « Ambitions 2035 ».

Le plan de transition climatique du groupe EDF, approuvé lors de l'Assemblée générale du 12 mai 2022 et dont la mise à jour a été validée en 2024 par le Conseil d'administration, structure et concrétise l'ambition climatique du Groupe. Il vise le zéro émission nette sur l'ensemble des activités du Groupe d'ici 2050 ainsi que la décarbonation des usages via l'électrification, soutenue par le développement de capacités additionnelles de production d'électricité bas carbone (voir la section 3.2.2.1.1.3 « Produire plus d'électricité bas carbone »). En outre, l'adaptation des infrastructures et processus aux risques climatiques physiques est une priorité au même titre que l'atténuation (voir la section 3.2.2.2 « Adaptation au changement climatique »). Ces deux axes sont soutenus par une gouvernance intégrant les enjeux climatiques, via une rémunération des dirigeants liée à la performance environnementale (voir la section 3.1.2.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération ») et la mobilisation des salariés via la formation et la sensibilisation.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Atténuation du changement climatique & énergie (*cf.* section 3.2.2.1)	Émissions de gaz à effet de serre	Les activités du Groupe et l'ensemble de sa chaîne de valeur produisent des émissions de gaz à effet de serre contribuant au changement climatique.	Court terme
	Décarbonation de l'économie	Les activités du Groupe auprès des clients, notamment via la diminution de la consommation énergétique (sobriété et efficacité énergétique) et l'accompagnement vers une consommation énergétique bas carbone contribuent à la transition bas carbone de l'économie.	Long terme
	Décarbonation du mix énergétique	Les activités du Groupe de production d'électricité bas carbone et de services énergétiques ont un impact positif sur la décarbonation du mix énergétique.	Long terme

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Atténuation du changement climatique & énergie (*cf.* section 3.2.2.1)	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions réglementaires ou l'augmentation du prix de carbone peuvent conduire à des dépréciations d'actifs.
	Développement des usages de l'électricité décarbonée et des services énergétiques	Le contexte de nécessaire décarbonation de l'économie peut créer des opportunités de revenus, de nouveaux marchés pour le Groupe et de nouvelles sources de financement, via le développement de nouvelles capacités de production bas carbone, de technologies innovantes, d'offres vertes et bas carbone (autoconsommation, efficacité énergétique, mobilité électrique, etc.) et la participation à des projets de recherche.
Adaptation au changement climatique (*cf.* section 3.2.2.2)	Risques physiques	Les risques liés aux évènements extrêmes et chroniques peuvent impacter l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe et notamment ses moyens de production, de transport et distribution, ainsi que les conditions de travail des salariés et prestataires.

La décarbonation de l'énergie et l'électrification de l'économie sont au premier rang des priorités pour réussir l'atteinte du zéro émission nette d'ici 2050. L'Accord de Paris sur le climat donne l'opportunité pour le Groupe, en tant que premier producteur d'électricité au monde [1] sans émissions directes de CO_2, de s'inscrire comme un acteur clé de la décarbonation de l'économie. Le besoin des clients de diminuer leurs propres émissions ouvre des perspectives pour le développement de nouvelles offres d'énergie et de services énergétiques. En parallèle, la production et la distribution d'énergie impliquent l'émission de GES, que ce soit par la combustion de sources fossiles, l'utilisation de fluides réfrigérants, ou indirectement par la construction des infrastructures. L'extraction et le transport de combustibles fossiles et nucléaires, ainsi que la décomposition de matières organiques dans les réservoirs d'ouvrages hydrauliques notamment en région tropicale, contribuent également à l'empreinte carbone. Les risques climatiques tels que les vagues de chaleur, les sécheresses accrues ou les pluies intenses peuvent impacter la production d'électricité et engendrer des risques de non-assurabilité.

(1) Selon le benchmark annuel des producteurs d'électricité : power-producers-ranking.enerdata.net/.

Le changement climatique étant un problème de stock (accumulation de gaz à effet de serre) plutôt que de flux, ses impacts sont déjà présents, du fait des émissions passées. Il est donc essentiel de bâtir la robustesse du système électrique qui contribue à l'atteinte de la neutralité carbone. Dès la publication du 1er rapport du GIEC dans les années 1990, EDF a fait le choix de mettre en place des actions de recherche sur le système climatique et ses évolutions. Le groupe EDF s'engage à évaluer les impacts du changement climatique sur ses activités, à adapter ses installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et plus résilientes aux situations extrêmes et à intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception de ses nouvelles installations. Le Groupe s'appuie sur les scénarios les plus défavorables du GIEC en termes de réchauffement et considère un horizon à moyen et long termes (2050 à 2100), en raison de la longue durée de vie de ses infrastructures.

Le sous enjeu de durabilité « Énergie », défini par les ESRS, est intégré à celui de l'atténuation du changement climatique, compte tenu de la proximité des politiques, actions, objectifs et indicateurs dans le contexte des activités d'EDF.

En complément de la méthodologie suivie pour l'ensemble des normes, décrite en 3.1.4.1.1 « Méthodologie », l'identification des IROs pour la norme E1 a été réalisée sur la base de sources internes, telles que le bilan de gaz à effet de serre du Groupe ou l'ACV (1) nucléaire, et externes, telles que les scénarios publics de transition, les données de l'ADEME ou du centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA).

Les risques physiques liés au changement climatique sont identifiés comme matériels, en cohérence avec la cartographie des risques pour le Groupe qui inclut le risque climatique comme risque prioritaire à l'échelle du Groupe depuis 2018.

L'enjeu d'atténuation du changement climatique représente une opportunité pour le Groupe dans la mesure où son modèle d'affaires, fondé sur la production d'électricité bas carbone (énergie nucléaire et énergies renouvelables) et l'accompagnement dans les usages décarbonés, est aligné avec les scénarios de décarbonation ambitieux.

Des impacts actuels significatifs ont été évalués pour les risques et opportunités matériels, voir pour plus de détails la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

3.2.2.1 Atténuation du changement climatique

3.2.2.1.1 Politiques liées à l'atténuation du changement climatique

Face à l'urgence climatique, le groupe EDF veut faire émerger, partout où il est présent, un nouveau modèle énergétique, moins émetteur de CO_2, plus efficace, plus respectueux de l'environnement et des populations, conformément à sa raison d'être. Pour se mobiliser en conséquence, le Groupe met en œuvre un plan de transition climatique, articulé autour de trois axes, porté aux plus hauts niveaux de gouvernance du Groupe, avec la nomination de référents climat au sein du Conseil d'administration et du Comité exécutif du Groupe. Le groupe EDF s'inscrit dans une démarche de redevabilité axée sur les 10 recommandations du Groupe d'experts des Nations Unies sur l'engagement *Net Zero* des organisations non étatiques (UN HLEG).

3.2.2.1.1.1 Une ambition « Zéro émission nette » soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse

Le groupe EDF est le premier producteur mondial d'électricité sans émissions directes de CO_2. Rapportées à sa production, les émissions de CO_2 du Groupe sont très inférieures à celles d'autres grands producteurs d'électricité. En accord avec ce rôle de chef de file de décarbonation de l'économie, ainsi qu'avec sa raison d'être visant à construire un avenir énergétique neutre en CO_2, le groupe EDF s'est fixé l'objectif d'atteindre le « Zéro émission nette » (ou « *Net Zero* ») sur l'ensemble de ses activités d'ici 2050. Cet engagement couvre les émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble des Scopes (1, 2 et 3) (2) et sur l'ensemble des régions géographiques (3). Il s'appuie sur la définition inscrite dans la CSRD (4). L'ambition *Net Zero* du Groupe est rattachée à la politique RSE, dont la responsabilité est portée par la Direction Impact, et à la stratégie d'entreprise Ambitions 2035. Les résultats sont présentés au Comex annuellement.

***Net Zero* à 2050**	**Réduction des émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi nulles d'ici 2050**
	Réduction d'au moins 90 % des émissions directes et indirectes (1)
	Neutralisation des émissions résiduelles par des puits de carbone à haute intégrité (2)

(1) Par rapport à l'année de référence utilisée pour la définition des objectifs 2030.

(2) Neutralisation après 2030 uniquement, en lien avec les principes définis dans le rapport du groupe d'experts de haut niveau des Nations Unies sur les engagements Net Zero des entités non étatiques (novembre 2022).

Cette ambition long terme est soutenue par des objectifs de réduction court et moyen termes qui sont établis et revus régulièrement, et se traduisent en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et entités du Groupe. La trajectoire carbone du Groupe, dont les objectifs ont été renforcés en 2023, a été validée comme compatible avec un scénario de réchauffement de 1,5 °C par Moody's (voir la section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique »).

Ces objectifs portent sur les émissions directes et indirectes du Groupe. Au-delà d'impliquer le suivi des émissions Groupe, la définition de la trajectoire carbone contribue à l'orientation des choix stratégiques et des investissements du Groupe.

(1) Analyse du cycle de vie.
(2) Pour la définition des 3 Scopes, voir la section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES ».
(3) Pour les précisions sur le périmètre retenu, voir la section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES ».
(4) *Annex II Acronyms and Defined Terms, Net-zero target.*

Actionner les différents leviers de décarbonation de la production d'électricité

Depuis une vingtaine d'années, le Groupe a mis en œuvre et accompagné la fermeture d'un grand nombre de tranches charbon en Europe, ainsi que de l'ensemble de ses chaudières fioul de forte puissance, ce qui explique que la production d'électricité à base de charbon et fuel ne représente plus que 1 % de sa production en moyenne depuis 2020. Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [1] qui promeut dans le cadre de l'Accord de Paris la sortie du charbon, dès 2030, dans les pays européens, et avant 2050 pour le reste du monde et a renforcé son engagement depuis 2020, qui implique de ne plus produire d'électricité à partir de charbon (et fioul lourd) d'ici 2027 en Europe et 2030 dans le reste du monde. Le Groupe s'est également engagé à ne pas financer d'activités charbon non présentes dans son portefeuille en 2019. Le Groupe œuvre au verdissement de ses réseaux de chaleur, et a défini un ensemble de critères en faveur du thermique décarboné (voir la section « Réduction des émissions directes ») permettant d'aligner ses activités fossiles avec ses engagements climatiques.

Dans les territoires insulaires, le groupe EDF réalise, par exemple, la substitution progressive du fioul par de la biomasse liquide dans les centrales thermiques existantes (voir la section 3.2.2.1.2.1.1. « Réduction des émissions directes » et le paragraphe « Décarbonation des territoires insulaires »). Enfin, le Groupe utilise dès que possible des technologies alternatives aux gaz fluorés utilisés comme fluides réfrigérants et travaille à la réduction de leur impact carbone.

Les activités gazières représentent en 2024, environ 75 % des émissions de GES de Scope 1 à travers la production d'électricité et de chaleur à partir de gaz naturel. Le groupe EDF a défini un ensemble de critères internes permettant d'aligner ses activités gazières avec ses engagements climatiques :

- l'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègre dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités en cohérence avec les objectifs 2030 et 2050 du Groupe. Tout projet de développement doit démontrer sa contribution à la transition énergétique des territoires et intégrer dans son *business plan* le respect de l'objectif *Net Zero* du Groupe à l'horizon 2050 ;
- le groupe EDF travaille en permanence à optimiser les performances énergétiques et environnementales de son parc thermique, de façon à réduire ses émissions de CO_2 mais aussi à rendre plus de services au système électrique (voir la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes » et le paragraphe « Décarbonation du thermique fossile »). Par exemple, la révision approfondie du cycle combiné gaz de Ringvaart, réalisée en 2022, a permis d'améliorer le rendement de cette centrale située au nord de Gand (Belgique), se traduisant par une baisse des émissions d'environ 3 500 tonnes de CO_2 par an, en fonction du nombre d'heures de fonctionnement ;
- le Groupe s'engage dans le développement de nouveaux projets gaz (cycle combiné gaz – CCG), uniquement si le projet contribue à réduire l'intensité carbone du système électrique du pays concerné ou relève de la sécurité d'approvisionnement du pays. Lorsque cela est techniquement et économiquement faisable, le projet recourt à des solutions permettant de réduire ses émissions directes, comme le gaz vert, l'hydrogène ou le captage et le stockage du CO_2 (voir le chantier « thermique décarboné » du groupe EDF dans la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes ») ;
- enfin, le groupe EDF accompagne le développement de la filière biogaz, chaque fois que le modèle économique d'un projet est viable dans la durée.

Cette ambition de décarbonation de la production se traduit en un objectif de baisse de l'intensité carbone de la production d'électricité et de chaleur du Groupe.

Soutenir la décarbonation du portefeuille de clients gaz

Les ventes de gaz fossile d'EDF à des clients finaux contribuent de manière significative à ses émissions Scope 3 (voir la section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES »). Réduire les émissions du Groupe par le seul transfert de contrats de vente de gaz à d'autres fournisseurs ne présente cependant que peu d'intérêt vis-à-vis des émissions globales vers l'atmosphère. Le groupe EDF s'engage donc à soutenir activement ses clients gaz dans leur cheminement vers la neutralité carbone et favoriser ainsi la décarbonation de l'économie. Cette démarche définit le rôle de « Gazier Responsable » d'EDF, en ligne avec le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et se décline en quatre axes : guider les clients gaz du Groupe vers la décarbonation et l'efficacité énergétique ; accélérer le passage du gaz fossile à l'électricité ; contribuer à la décarbonation des sources d'énergie ; et plaider pour des changements réglementaires afin de soutenir la décarbonation.

Atténuation en dehors de la chaîne de valeur et neutralisation des émissions résiduelles

Pour le groupe EDF, la neutralisation des émissions résiduelles constitue l'étape ultime d'une démarche d'atteinte du « Zéro émission nette ». L'achat de crédits carbone ne doit ainsi en aucun cas se substituer à une stratégie de réduction drastique des émissions directes et indirectes du Groupe.

Le groupe EDF ambitionne de privilégier l'utilisation de projets dits à « émissions négatives » pour neutraliser ses émissions résiduelles à l'horizon 2050, par rapport aux projets dits à « émissions évitées ». Ces projets de séquestration carbone correspondent soit à des solutions naturelles, via le stockage de carbone dans les forêts ou dans les sols, projets qui sont susceptibles d'embarquer des co-bénéfices pour la biodiversité ou l'adaptation au changement climatique mais dont la permanence est difficile à assurer ; soit à des solutions technologiques, comme les projets de bioénergie équipés de captage et stockage de CO_2 (BECCS). De plus, les projets financés sont criblés au préalable pour s'assurer qu'ils respectent des critères de haute intégrité, sur la base des *Core Carbon Principles* définis par *l'Integrity Council for the Voluntary Carbon Market* (iC-VCM) [2], comme décrit dans la politique contribution carbone Groupe.

En ligne avec la définition du *Net Zero* reprise dans la CSRD, le volume d'émissions neutralisé via des crédits retirés en 2050 correspondra au maximum à 10 % des émissions du Bilan carbone total de l'année de référence du groupe EDF (c'est-à-dire à environ 16 $MtCO_2e$ maximum). Par ailleurs, en conformité avec les règles de comptabilité carbone en vigueur [3], les unités de séquestration ou de réduction issues de projets déjà financés par le groupe EDF ne sont pas déduites du bilan de gaz à effet de serre et font l'objet d'une comptabilisation séparée.

3.2.2.1.1.2 Développer les usages de l'électricité, l'efficacité énergétique et les services énergétiques innovants

Le développement des usages de l'électricité bas carbone forme l'un des axes de travail essentiels dans la lutte contre le réchauffement climatique, en permettant la réduction de l'empreinte carbone des clients du Groupe. Cela se traduit notamment pour la France par un objectif de 150 TWh de demande électrique additionnelle, par rapport à 2023, d'ici 2035 en remplacement des énergies carbonées. Cette ambition, réplicable dans tous les pays où le Groupe opère, est en ligne avec l'ensemble des scénarios de décarbonation, notamment de l'AIE et du NGFS, ainsi que la stratégie nationale bas carbone française. La politique associée vise à accompagner les clients et les territoires dans la décarbonation de leurs activités, via une large palette d'offres adaptées aux différents marchés, permettant d'exploiter les opportunités de revenus, de nouveaux marchés pour le Groupe et de nouvelles sources de financement, via le développement de solutions de sobriété, de technologies innovantes, d'offres bas carbone (autoconsommation, efficacité énergétique, mobilité électrique, etc.).

(1) poweringpastcoal.org/members
(2) icvcm.org/the-core-carbon-principles/
(3) *GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard*, WRI-WBCSD, 2015.

Cela suppose de disposer en parallèle des conditions favorables à un tel développement, via le renforcement de la robustesse, de l'intelligence et de la flexibilité du réseau, une meilleure gestion de l'intermittence et de la flexibilité et un développement du stockage, la recherche d'innovations techniques et financières pour fournir une électricité durable et à un prix raisonnable, et une exigence de qualité du service proposé.

Cette politique s'applique aux activités de distribution et aux activités de commercialisation du Groupe (voir la section 1.4 « Description des activités du Groupe »). Elle relève de la stratégie d'entreprise coordonnée au niveau Comex.

3.2.2.1.1.3 Produire plus d'électricité bas carbone

Le GIEC classifie les technologies de production d'électricité en technologies dites carbonées, c'est-à-dire basées sur des combustibles fossiles (comme le gaz ou le charbon) sans dispositif de captage et de séquestration du carbone et générant donc des émissions directes de gaz à effet de serre ; en technologies dites bas carbone, c'est-à-dire avec peu voire sans émissions directes [1] de gaz à effet de serre (comme l'hydraulique, le nucléaire, l'éolien et le solaire, la bioénergie, les fossiles avec capture et stockage de carbone (CCS)).

Selon le dernier classement annuel de Enerdata [2], et du fait notamment de l'importance de son parc de production nucléaire et hydroélectrique, le groupe EDF est le premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2. Le mix de production d'électricité du Groupe en 2024 est décarboné à 94 %.

Le Groupe se fixe l'objectif de produire plus d'électricité bas carbone avec toutes les technologies qui y concourent, en s'appuyant sur le nucléaire et toutes les formes de renouvelables. Pour cela, le Groupe ambitionne de maximiser la disponibilité et la durée de fonctionnement de l'ensemble de ses actifs bas carbone, en particulier son parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance, de construire de nouveaux réacteurs nucléaires de grande et de petite puissance, et d'accélérer le développement des énergies renouvelables. Cette ambition est alignée avec les scénarios climatiques compatibles avec l'Accord de Paris, qui mettent tous en avant la nécessité de subvenir à la demande liée à l'électrification des usages par des technologies bas carbone, tout comme le scénario *Net Zero* d'EDF au niveau européen [3]. Elle se traduit en objectifs de production nette d'électricité bas carbone et de développement de capacité renouvelable brute (voir la section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique »).

Dans le cadre de sa stratégie, le Groupe s'est également fixé l'objectif de poursuivre le déploiement de moyens de flexibilité permettant d'assurer la stabilité des réseaux. S'agissant de la flexibilité de la production, en complément de la flexibilité déjà apportée par les parcs nucléaire et hydroélectrique, le Groupe va développer des moyens de stockage et décarboner des moyens de production thermique à flamme. Du côté des clients, les solutions de flexibilité passent par le pilotage des consommations (afin de placer celles-ci au moment le plus avantageux pour le système électrique), notamment via la recharge « intelligente » des véhicules électriques, ou l'effacement des consommations.

Enfin, les réseaux publics gérés par Enedis, EDF SEI et Strasbourg Électricité Réseaux devront poursuivre leur transformation afin de répondre aux enjeux du système électrique de demain et aux nouveaux besoins de raccordements (renouvelables, bornes de recharge électrique, etc.).

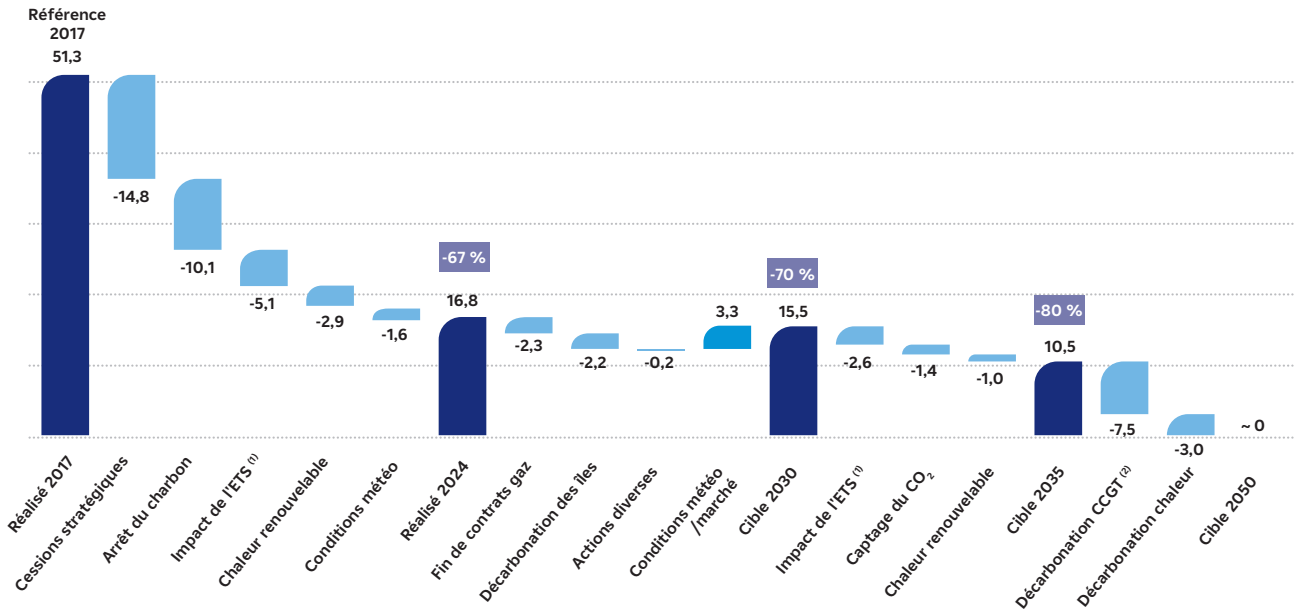
3.2.2.1.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique

Afin d'atteindre les objectifs qu'il s'est fixés (voir la section 3.2.2.1.1 « Politiques liées à l'atténuation du changement climatique »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'actions qui s'inscrit dans la stratégie du Groupe. Ce plan est coordonné avec le chantier « Stratégie Neutralité Carbone » du groupe EDF.

3.2.2.1.2.1 Opérations propres : réduire les émissions directes du Groupe, produire plus d'électricité bas carbone

3.2.2.1.2.1.1. Réduction des émissions directes

Trajectoire net zéro Scope 1 entre 2017 et 2050
(en $MtCO_2e$)



(1) EU ETS : European Emissions Trading Scheme.

(2) CCGT : cycle combiné gaz thermique.

(1) Cela n'inclut pas les émissions liées à la chaîne d'approvisionnement en carburant et au cycle de vie des autres constituants du système de production.
(2) Il s'agit du benchmark annuel des producteurs d'électricité : power-producers-ranking.enerdata.net/
(3) www.edf.fr/groupe-edf/edf-en-bref/publications-de-reference/edf-scenario-net-zero-2050

Actions de réduction des émissions directes	
Cessions stratégiques	Cessions stratégiques d'actifs carbonés, notamment en Pologne
Arrêt du charbon	Fermeture des centrales charbons de Cottam (FR), West Burton A (UK) et Le Havre 4 (FR), avec prise en charge et reconversion du personnel
Impact de l'ETS	Réduction de l'appel par le réseau des cycles combinés gaz du fait du prix du CO_2 dans le marché européen de gaz à effet de serre (ETS) et de l'injection prioritaire des énergies renouvelables.
Chaleur renouvelable	Verdissement des réseaux de chaleur gérés par le Groupe par le recours à la biomasse, récupération de chaleur fatale, géothermie et thalassothermie
Optimisation des appels aux moyens de production bas carbone (conditions météo)	Optimisation des appels aux différents moyens de production en fonction des conditions météo : très faible fonctionnement des cycles combinés gaz au Brésil en 2023 du fait des conditions d'hydraulicité
Fin de contrats	Baisse prévue de niveau de production liée à la fin de PPA [1] pour la centrale de Norte Fluminense au Brésil, transfert de la centrale de MECO au Vietnam à l'échéance du contrat de type *Build Operate Transfer*
Décarbonation des îles	Remplacement du fioul lourd et léger utilisés dans les zones non interconnectées par de la biomasse liquide, en cohérence avec leur Programmation pluriannuelle de l'énergie locale
Actions diverses	Réduction des émissions diffuses de SF_6 issues des matériels de transmission et de distribution de l'électricité ainsi que des émissions diffuses de HFC issues des climatisations ; électrification complète de la flotte de véhicules légers du groupe EDF dans le cadre de l'engagement EV100
Captage du CO_2	Mise en service d'un premier équipement de captage et stockage du CO_2 sur un cycle combiné gaz du groupe EDF en Italie Voir « Décarbonation du thermique fossile du groupe EDF »

Sortie du charbon

L'une des actions prépondérantes pour l'atteinte des cibles de réduction d'émissions directes consiste à sortir du charbon pour la production d'électricité au périmètre Groupe, en 2027 en Europe et en 2030 au plus tard pour le reste du monde. Environ 80 % des dernières tranches charbon exploitées par le groupe EDF ont été fermées entre septembre 2019 et décembre 2023. Les unités charbon fermées depuis 1995 par EDF ont permis une réduction des émissions annuelles de gaz à effet de serre du secteur électrique européen estimée à plus de 45 $MtCO_2e$. Les fermetures sont toutes accompagnées de mesures de reclassement des salariés au sein du Groupe et d'actions pour développer de nouvelles activités économiques locales. Voir la section 3.3.4.4.3 « Des bénéfices pour les populations locales ».

Limitation du recours aux centrales à charbon en 2024

En 2024, la production d'électricité et de chaleur à partir de charbon n'a représenté que 0,13 % de la production totale du groupe EDF. Ces actifs de production ne sont utilisés qu'en périodes dites « de pointe » et de situations de crise sur le marché de l'énergie [2].

Fermetures à venir de tranches charbon exploitées et retrait de tranches non contrôlées, d'ici à 2030 au plus tard

Depuis avril 2021, le groupe EDF n'exploite plus que deux unités charbon en Europe, localisées sur la centrale de Cordemais (Loire-Atlantique). L'arrêt définitif de la centrale de Cordemais, initialement envisagé en 2022, est désormais envisagé en 2027, compte tenu des besoins exprimés par RTE dans ses derniers bilans prévisionnels [3]. Le Groupe est également engagé dans une démarche de retrait de ses actifs charbon non contrôlés en Chine.

Cas des chaudières fioul lourd de forte puissance

En parallèle de la fermeture des chaudières charbon, le groupe EDF a fermé l'ensemble de ses chaudières fioul de forte puissance entre 2000 et 2018, représentant une capacité installée de 6,8 GWe.

Décarbonation des territoires insulaires

La Corse et les Outre-mer, en tant que zones non interconnectées (ZNI) au système électrique continental, font l'objet de Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) spécifiques, qui fixent des objectifs ambitieux de décarbonation et d'indépendance énergétique (autonomie énergétique des territoires d'outre-mer à l'horizon 2030 et de la Corse d'ici 2050). Les installations thermiques, principalement des moteurs au fioul lourd ou au gasoil et des turbines à combustion (TAC), jouent historiquement un rôle important dans ces zones. Elles contribuent à la sûreté du système électrique, à la production d'électricité de certains territoires, permettent de faire face à la forte saisonnalité de la consommation électrique et pallient l'intermittence des énergies renouvelables dans des systèmes électriques qui ne peuvent avoir recours aux importations en cas de pic de demande ou de défaut de production. La décarbonation de ces moyens de production est un levier clé pour l'atteinte de la neutralité carbone de ces territoires, et passe par une sortie des combustibles fossiles.

Substitution du fioul

En 2024, le groupe EDF a poursuivi la substitution progressive du fioul par des bioliquides, prévue entre 2023 et 2029, dans les centrales thermiques existantes exploitées par EDF SEI [4] et EDF PEI [5], en cohérence avec les Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) des différents territoires. La centrale EDF PEI de Port Est à la Réunion a été la première centrale totalement convertie aux bioliquides fin 2023. La conversion des autres centrales est prévue progressivement, et des nouveaux des projets sont en cours ou à venir en Guyane et en Corse. Ainsi, en 2024, EDF PEI a progressé sur la construction d'une centrale fonctionnant aux bioliquides au Larivot en Guyane, en vue du remplacement de la centrale au fioul de Dégrad-des-Cannes.

(1) Power Price Agreement.
(2) Le Conseil constitutionnel exige que la hausse du plafond d'émissions des installations de production d'électricité à partir d'énergie fossile réponde à une menace grave pour la sécurité d'approvisionnement en électricité (Décision n° 2022-843 DC du 12 août 2022).
(3) Selon le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France publié par RTE en 2021, le maintien de la centrale de Cordemais à l'horizon 2024-2026 offre une sécurité appréciable dans un scénario de faible disponibilité du nucléaire ou de non-inflexion des trajectoires sur les renouvelables, ainsi que dans l'éventualité d'une mise en service différée de l'EPR de Flamanville.
(4) EDF SEI : EDF Systèmes Énergétiques Insulaires.
(5) EDF PEI : EDF Production Électrique Insulaire.

Systèmes de management de l'énergie

Un système de management de l'énergie (certification ISO 50001) a été mis en place de manière volontaire sur sept des huit sites de production thermique les plus importants de SEI. En parallèle, EDF PEI met en place des actions d'optimisation de l'efficacité énergétique dans ses centrales.

Projets 100 % énergies renouvelables

Des projets 100 % énergies renouvelables pour les micro-réseaux isolés ont été développés (ex. : dans les communes de l'intérieur en Guyane, Mafate à la Réunion). D'autres actions sont mises en œuvre par EDF dans les Zones Non Interconnectées, comme les actions de maîtrise de l'énergie (ex : chauffe-eaux solaires, isolants, brasseurs d'air...), les projets d'augmentation du productible des centrales hydrauliques en exploitation, le développement de solutions technologiques pour améliorer l'intégration des énergies renouvelables intermittentes sur le réseau (ex. : batteries, compensateurs synchrones, système de management de l'énergie...).

Verdissement des réseaux de chaleur

Le groupe EDF, à travers sa filiale Dalkia, gère plus de 330 réseaux urbains de chaleur et de froid. Il est un des *leaders* des services énergétiques en France. Le taux d'énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) dans ses réseaux de chaleur en France est de 65,5 % en 2024 (1).

Le verdissement des réseaux de chaleur passe par le développement de l'utilisation de la biomasse, la valorisation des déchets, la récupération de chaleur fatale, la géothermie et la thalassothermie.

En 2024, Dalkia a réalisé plusieurs projets de verdissement comme le réseau de chaleur de Marne-et-Gondoire (77) alimenté à 100 % par des énergies renouvelables bas carbone et le réseau de chaleur de Luneville avec 100 % d'énergie renouvelable locale.

Dalkia a signé le projet de décarbonation du réseau de Chaleur de la Cluse de Chambéry (R3C) avec plus de 94 % d'énergies renouvelables et de récupération permettant d'éviter l'émission de 75 000 tonnes de CO_2 sur 25 ans. À l'échelle mondiale, le charbon représente 1,37 % de la production de chaleur de Dalkia en 2024, qui n'utilise plus ce combustible dans la production de chaleur en France, en cohérence avec les dispositions de la Programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le recours aux énergies renouvelables, aux prestations d'efficacité énergétique et aux cogénérations gaz permet à Dalkia de réduire les émissions de gaz à effet de serre de ses clients et a permis d'éviter 4,5 $MtCO_2e$ en 2024 (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

Décarbonation du thermique fossile du groupe EDF

Le Chantier stratégique « thermique décarboné », transverse au Groupe, a pour objectif d'identifier les différents dispositifs ou techniques de décarbonation pour les moyens de production thermique (chaudières, cycles combinés, turbines à combustion, moteurs) qui fonctionnent classiquement avec des combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et fioul). L'identification de ces techniques de décarbonation doit permettre la construction de moyens neufs thermiques bas carbone en réponse aux appels d'offres ou enchères de capacité émis par les gestionnaires de réseau.

Les solutions de décarbonation profondes identifiées comme techniquement matures à court/moyen terme sont les suivantes :

- à l'amont : utilisation de combustibles « décarbonés » (biomasse solide, biogaz, bioliquides, hydrogène bas carbone, combustibles de synthèse) ;
- à l'aval : captage de CO_2 pour stockage (CCS) et/ou utilisation d'une partie du CO_2 émis (CCU).

Des feuilles de route ont été définies et sont en cours de mise en œuvre pour instruire l'ensemble des opportunités de décarbonation des moyens de production existants et pour permettre la maîtrise des solutions développant de nouvelles capacités thermiques bas carbone en cas de besoin du système électrique. Par exemple :

- en France continentale, en juin 2024, des essais de fonctionnement avec un bioliquide (*hydrotreated vegetable oils*, conforme à la directive RED II) ont été conduits sur une TAC. Les résultats de ce deuxième essai (après un 1er en juillet 2023), positifs, ont permis de sécuriser les aspects techniques et environnementaux de cette conversion de TAC au bioliquide ;
- en Belgique, le cycle combiné gaz (870 MW) en cours de construction à Seraing, pourra fonctionner avec un mélange intégrant de l'hydrogène, dans une proportion de 50 % en volume, permettant une réduction des émissions de 23 %. Le site de Seraing dispose des espaces nécessaires pour le déploiement de technologies pilotes de décarbonation ou de captage de CO_2. Avec un rendement de 63 %, la future centrale émettra environ 320 kg de CO_2 par MWh produit, soit 20 % de moins que la centrale actuelle. La construction de cette centrale s'inscrit dans le cadre du mécanisme de rémunération des capacités mis en place à l'initiative du gouvernement fédéral belge, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays à partir des années 2025-2026 ;
- voir le paragraphe « Décarbonation des territoires insulaires » concernant les actions d'EDF SEI et EDF PEI en la matière.

Réduction des émissions de SF_6

Les gaz fluorés comme l'hexafluorure de soufre (SF_6) et les hydrofluorocarbures (HFC), utilisés comme fluides réfrigérants, sont de puissants gaz à effet de serre. Leurs émissions en 2024 sont estimées pour l'ensemble du groupe EDF à 143 ktonnes de CO_2e, soit environ 0,85 % des émissions directes (Scope 1) du groupe EDF. Les émissions se produisent au cours de fuites pendant le processus de fabrication et durant le cycle de vie. Dès que cela est technologiquement et économiquement possible, le groupe EDF utilise des technologies alternatives au SF_6. L'ensemble des métiers du groupe EDF travaille en outre à réduire l'impact carbone des HFC, dans la limite des contraintes technologiques.

EDF a engagé un programme de R&D (Projet Zéro SF_6) qui vise à expérimenter les technologies innovantes des disjoncteurs 145 kV proposant des alternatives à l'utilisation du SF_6, avant leur déploiement à partir de 2028 (en conformité avec l'échéance de la réglementation européenne FGASIII). Ces expérimentations sont menées en 2024 sur des sites du parc hydroélectrique et des sites SEI.

Parc nucléaire

EDF mène une politique volontariste pour réduire des fuites de SF_6 sur son parc nucléaire, notamment via la mise en place, depuis 2019, d'un plan d'actions spécifique visant à ramener tous ses équipements à leur taux de fuite de conception, soit 1,0 % par an et qui a permis une baisse des émissions totales de 62,6 % (baisse de 90,8 % depuis 2008). EDF déploie différentes innovations technologiques pour confirmer dans la durée la maîtrise de ses émissions : des revêtements alternatifs permettant la protection contre la corrosion, mais aussi des dispositifs novateurs de récupération du SF_6 et de colmatage. La démarche mise en place par EDF s'inscrit dans le cadre d'une démarche de type ALARA (*As Low As Reasonably Achievable*), adaptée aux enjeux de sûreté des tranches et de sécurité du réseau. En 2023, le Groupe a atteint son objectif de manière collective pour la première fois, avec un taux global de fuite pour le parc de 0,94 %. En 2024, ce résultat est en légère dégradation (notamment sur quelques sites bord de mer) avec un taux global d'émissions à l'atmosphère (qui comprend les émissions relatives aux fuites, à la maintenance et aux avaries) de 1,05 % de la masse de SF_6 installée. Les objectifs collectifs de fuite du Groupe restent inchangés et fixés à 1,0 %.

Distribution

Les émissions de SF_6 du gestionnaire de réseau de distribution Enedis (2) sont de l'ordre de 410 kg en 2024. Le plan d'action mis en œuvre par Enedis pour réduire ces émissions s'appuie notamment sur le déploiement, depuis juillet 2021, d'un nouveau palier technique de disjoncteurs à coupure dans le vide (c'est-à-dire sans SF_6) pour les tableaux HTA neufs équipant les postes primaires HTB/HTA. Le SF_6 des anciens disjoncteurs est récupéré et régénéré à plus de 90 %. Dans la continuité de ce premier succès, Enedis noue des partenariats avec des fournisseurs pour évaluer des solutions alternatives reposant sur des gaz naturels exempts de toute forme de toxicité pour les postes secondaires.

(1) Donnée 2024 des réseaux Dalkia référencés au SNCU (Syndicat national du chauffage urbain) et de la climatisation urbaine.
(2) Gestionnaire du réseau public de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

Réduction des émissions de HFC

Les HFC sont utilisés comme fluides réfrigérants dans les groupes froids industriels et les climatisations tertiaires. Afin de réduire les émissions de gaz fluorés, le règlement (UE) n° 517/2014 relatif aux gaz à effet de serre fluorés (dit F-GAZ) met en place une réduction progressive des émissions de HFC dans l'UE, via un système de quotas et un calendrier de réduction progressive de la quantité de HFC que les importateurs et les producteurs peuvent mettre sur le marché chaque année. Ce règlement européen est en cours d'évolution. Cette réglementation européenne vise une réduction de 95 % des volumes de HFC (en CO_2e) présents sur le marché d'ici 2030 par rapport à 2015.

À la suite de l'interdiction réglementaire d'utilisation des CFC puis HCFC (R11 et R12 puis R22), EDF a engagé - à partir de 2014 - un programme de remplacement des fluides frigorigènes à fort pouvoir de réchauffement planétaire (CFC et HCFC) par des fluides frigorigènes moins nocifs (HFC), entraînant une très forte réduction des émissions en tonnes équivalent CO_2. Aujourd'hui, les fluides frigorigènes les plus utilisés sur le parc de production EDF (environ 90 %) ont un potentiel de réchauffement planétaire (PRP) inférieur ou égal à 1 430. Des études ont été engagées par EDF pour évaluer les possibilités de conversion des groupes froids existants avec des fluides frigorigènes de faible PRP (< 600).

Réduction des émissions de la flotte de véhicules d'EDF (EV100)

Le groupe EDF a été le premier groupe français à signer l'engagement « EV100 » visant un parc de véhicules légers 100 % électrique à l'horizon 2030. Ce projet intègre à la fois plus de 48 000 véhicules et les infrastructures de recharge de près de 2 100 sites à travers le monde avec 60,0 % des sites déjà équipés à fin 2024.

Engagement EV100	Cible 2030	2022	2023	2024
Part des véhicules électriques au sein du parc de véhicules légers du groupe EDF (en %) (1)	100	22,6	29,3	35,6

(1) L'indicateur est le ratio entre le nombre de véhicules électriques (selon les critères « bas carbone » de l'initiative EV100) et le nombre total de véhicules dans le parc de véhicules légers (VL) immatriculés du groupe EDF au 31 décembre de chaque année (en propriété ou location longue durée).

L'électrification est visible sur l'ensemble du groupe EDF avec des taux significatifs d'électrification à fin 2024 chez EDF SA (47 %), Luminus et ses filiales (44,2 %), mais aussi 37,4 % chez EDF Energy et ses filiales et 17 % chez Edison et ses filiales.

Enedis est également engagée dans l'électrification de sa propre flotte. Fin 2024, sa flotte de véhicules légers et utilitaires légers, qui compte environ 18 000 véhicules, est électrifiée à près de 38 %.

3.2.2.1.2.1.2. Production bas carbone

EDF, investisseur le plus important dans les énergies bas carbone en Europe (1)

Le groupe EDF investit massivement dans les moyens de production d'électricité bas carbone pour contribuer à construire un avenir énergétique neutre en CO_2.

Le mix de production d'électricité du Groupe en 2024 est composé à 77,7 % de nucléaire, 10,7 % d'hydraulique, 5,9 % d'autres énergies renouvelables, 4,9 % de gaz, 0,8 % de fioul et de moins de 0,04 % de charbon (2) (voir le chapitre 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités » et la section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires »).

À l'horizon 2035, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses objectifs de production bas carbone sont les suivantes :

Feuille de route de la hausse de la production bas carbone du Groupe

Thèmes	Actions	Section URD
Prolongation de la durée d'exploitation des actifs nucléaires existants	Poursuite de l'exploitation du parc nucléaire France au-delà de 40 ans grâce aux programmes Grand Carénage et durée de fonctionnement.	1.4.1.1.2.3
Nouveau Nucléaire	France : développement d'un programme de 6 réacteurs EPR2 et étude de l'opportunité de 8 réacteurs supplémentaires. Royaume-Uni : construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point C et développement d'un projet pour deux réacteurs à Sizewell C (en participation minoritaire).	1.4.1.1.3
Développement des énergies renouvelables	Développement de la capacité installée brute énergies renouvelables mise en service par le Groupe.	1.4.1.3
Développement des réseaux	Développement des réseaux pour répondre aux besoins de raccordement et augmenter la résilience et l'intelligence des réseaux.	3.2.2.1/3.3.5.1
Accroître les solutions de flexibilité	Développement de stockage, « verdissement » des moyens de production thermique à flamme et développement de la flexibilité client pour assurer l'équilibre offre-demande.	3.2.2.1.2.1.1

L'application de la feuille de route du groupe EDF pour augmenter la production d'électricité bas carbone à l'horizon 2035 passe par la maximisation de la disponibilité du parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance, la construction de nouveaux réacteurs et le développement de capacité bas carbone additionnelle (8 GW bruts d'énergies renouvelables mis en service par an, voir détails des cibles dans la section 3.2.2.1.3.5 « Développement de la production bas carbone »).

(1) 10e baromètre financier des énergéticiens européens « Watt's Next Conseil », juin 2024 : wattsnext.fr/wp-content/uploads/2024/07/Watts-Next-Barometre-financier-2024.pdf
(2) En données consolidées.

Grand carénage

Le programme du « Grand Carénage » est destiné à assurer les opérations de rénovation de gros matériels, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement au-delà de 40 ans. Il intègre les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima.

Pour plus de détails, voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » et la sous-section « Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage ».

Projets Nouveau Nucléaire

Pour plus de détails sur les projets Nouveau Nucléaire, voir la section 1.4.1.1.3 « Projets « Nouveau Nucléaire » ».

Le développement de la production d'énergies renouvelables

Le groupe EDF est aujourd'hui un acteur européen majeur des énergies renouvelables [1] et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne. La production hydraulique est la plus importante des énergies renouvelables du Groupe. Le Groupe est également *leader* dans le développement de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire. Au total, les énergies renouvelables représentent plus du quart de la capacité totale du Groupe, avec 39,5 GW de capacité de production électrique renouvelable nette installée, dont 3,2 GW bruts mis en service en 2024. La production mondiale des sociétés du Groupe en 2024 est de 86,1 TWh d'électricité, via l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire photovoltaïque et d'autres énergies renouvelables, et de 9,6 TWh de chaleur renouvelable.

Dans le cadre de sa stratégie, le Groupe s'est fixé l'objectif de poursuivre le déploiement de capacités renouvelables (plus de 8 GW bruts mis en service/an en moyenne à horizon 2035) et des moyens de flexibilité permettant d'assurer la stabilité des réseaux alimentés par ces énergies intermittentes.

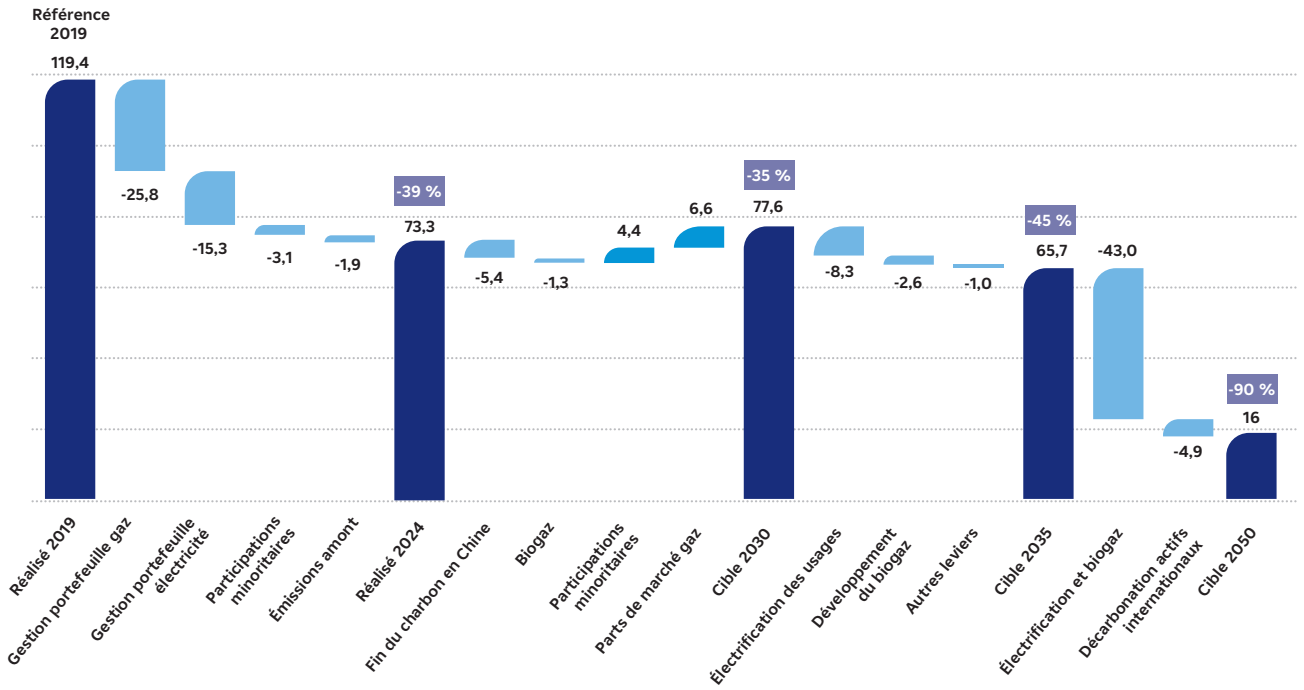
Pour plus de détails, voir la section 1.4.1 « Activités de production d'électricité » et la sous-section 1.4.1.3 « Production à partir des énergies renouvelables et stockage ».

3.2.2.1.2.2 Chaîne de valeur : réduire les émissions indirectes amont/aval du Groupe

3.2.2.1.2.2.1. Réduction des émissions indirectes

EDF agit pour réduire ses émissions indirectes en amont et en aval de sa chaîne de valeur.

Trajectoire net zéro Scope 3 entre 2019 et 2050
($MtCO_2e$)



(1) Changement climatique et Électricité, Facteur carbone européen, Comparaison des émissions de CO_2 des principaux électriciens européens, PwC, novembre 2024. L'enquête PwC 2024, basée sur les données 2023, réalise un benchmark sur les 24 premiers producteurs d'électricité européens, représentant 50 % de la production sur la zone Europe des Vingt-Sept, Royaume-Uni, et Norvège.

Actions de réduction des émissions indirectes sur la chaîne de valeur

Gestion portefeuille gaz	Gestion des portefeuilles de clients gaz du groupe EDF, notamment en Amérique du Nord.
Gestion portefeuille électricité	Verdissement (recours à des *Power Purchase Agreements* en énergie renouvelable) des achats d'électricité destinée à être revendue à des clients finaux, notamment dans les pays où l'électricité présente une forte intensité carbone ; gestion des portefeuilles de clients pour lesquels le groupe EDF vend mais ne produit pas d'électricité.
Émissions amont	Baisse des émissions amont proportionnelle à la réduction de la production thermique du groupe EDF et à la réduction des ventes de gaz.
Fin du charbon en Chine	Désinvestissement progressif d'ici 2030 dans les actifs de production électrique à partir de charbon situés en Chine dans lesquels le groupe EDF a une participation minoritaire.
Participations minoritaires	Participations minoritaires d'EDF dans de nouveaux actifs gaz à l'international, contribuant à la décarbonation des pays concernés (critères gazier responsable du groupe EDF).
Parts de marché gaz	Croissance organique conjoncturelle des ventes de gaz EDF en Europe à court terme.
Électrification des usages	Accompagnement des clients vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via les offres, l'expertise et les filiales du Groupe en promouvant notamment des solutions alternatives aux combustibles fossiles.
Développement du biogaz	Augmentation du taux d'injection de biométhane dans le réseau de distribution du gaz naturel en cohérence avec les stratégies nationales bas carbone.
Autres leviers	Réduction des émissions associées aux déplacements des collaborateurs, dans le cadre de la mise en œuvre de la politique voyages du Groupe.

3.2.2.1.2.2.2. Aval : Accompagner les clients du Groupe vers la décarbonation

Réduction des émissions associées aux ventes de gaz

Dans le cadre de ses activités de fourniture de gaz, le groupe EDF accompagne ses clients vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via ses offres, son expertise et ses filiales de spécialité. Il développe et promeut les solutions alternatives aux combustibles fossiles : électricité bas carbone, pompes à chaleur, gaz renouvelable, chaleur renouvelable, etc.

Les 4 axes de la politique de gazier responsable d'EDF, renforcée en 2024, se déclinent en actions clés :

- **Guider les clients gaz du Groupe vers la décarbonation et l'efficacité énergétique**

Le groupe EDF s'engage à :

- proposer un service sur mesure à ses clients entreprises et collectivités gaz chaque fois qu'il est en mesure de le faire efficacement ;
- mettre à disposition des clients particuliers et SME gaz des plateformes performantes ;
- accompagner les clients entreprises et particuliers vers l'efficacité énergétique en ligne avec les dispositifs réglementaires nationaux.

- **Accélérer le passage du gaz fossile à l'électricité**

Le groupe EDF s'engage à :

- contribuer aux initiatives nationales visant à électrifier massivement les économies des pays où le Groupe est présent en remplacement des énergies fossiles ;
- développer la chaleur électrique industrielle et résidentielle en remplacement du fossile, incluant principalement les pompes à chaleur, et accroître le nombre d'installations ;
- proposer l'installation de panneaux photovoltaïques aux clients gaz entreprises et collectivités, afin de contribuer à leur décarbonation.

- **Contribuer à la décarbonation des sources d'énergie**

Le groupe EDF s'engage à :

- continuer à augmenter la disponibilité d'électricité bas carbone dans les pays où le Groupe est présent, afin de rendre le gaz fossile moins attractif ;
- poursuivre la décarbonation de réseaux de chaleur en particulier en France et en Italie ;
- investir dans la production de gaz vert en Italie.

- **Plaider pour des changements réglementaires afin de soutenir la décarbonation** (voir la section 3.4.6.2 « EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation »)

Le groupe EDF s'engage à :

- œuvrer en faveur de la réduction de l'écart de taxation entre le gaz et l'électricité dans les pays où cet écart est anormalement élevé ;
- promouvoir une évolution des régulations et incitations qui contribuent au remplacement des énergies fossiles par l'électricité, aux niveaux européen et nationaux.

Des plans d'actions plus détaillés avec des indicateurs dans les pays clés pour le Groupe (G4 : France, Royaume-Uni, Italie et Belgique) sont mis en œuvre et régulièrement révisés, afin de démontrer l'engagement effectif du groupe EDF comme gazier responsable.

Développement des usages sobres de l'électricité

Développer des services énergétiques sobres, efficaces et innovants

Accélérer le développement des usages électriques, tout en accompagnant les clients dans la sobriété et l'efficacité énergétique, est un axe prioritaire du groupe EDF pour atteindre la neutralité carbone. En effet, l'électricité est un vecteur essentiel de la décarbonation. La part de l'électricité dans le mix énergétique va plus que doubler en Europe et dans le monde d'ici 2050. Pour atteindre l'objectif de neutralité carbone, ces nouveaux usages en remplacement des énergies carbonées pourraient représenter l'équivalent de 150 TWh de demande électrique additionnelle en France d'ici 2035.

Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone est le premier pilier du projet d'entreprise du groupe EDF « Ambitions 2035 ». Le groupe EDF va développer une large palette d'offres d'électrification adaptées aux différents marchés [1] avec des objectifs ambitieux à 2035 :

- 8 à 9 millions de clients avec une offre de décarbonation, au périmètre G4 (France, Royaume-Uni, Belgique, Italie) ;
- 45 $MtCO_2$ d'émissions évitées/an, au périmètre G4 ;
- 1,5 contrat/client particulier, au périmètre G4 ;
- plus de 35 % de grands clients industriels et commerciaux avec un contrat de service, en France.

Des solutions de décarbonation pour le transport

Le secteur du transport est identifié comme celui présentant le plus grand potentiel d'électrification avec 70 TWh de demande additionnelle en France d'ici 2035, via une massification du véhicule électrique léger et lourd.

(1) Pour la France, voir aussi la section 1.4.2 « Activités de commercialisation en France ».

Le groupe EDF affirme son ambition sur le développement des parts de marché dans la fourniture d'électricité des véhicules électriques ainsi que sur l'installation, l'exploitation et le pilotage des infrastructures de recharge privée et publique, et ce sur les 4 grands marchés du Groupe (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique). Fin 2024, le groupe EDF avait déployé environ 400 000 PDC (point de charge), dont plus de 300 000 PDC au Royaume-Uni et près de 50 000 en France ainsi que près de 30 000 points de *smart charging*.

- Développement des infrastructures de recharge

Dans le cadre du plan mobilité électrique, le groupe EDF propose une gamme d'offres complète pour l'ensemble des usages : particuliers en habitat individuel ou collectif, entreprises, collectivités et charge publique (en voirie ou à destination).

Izivia, filiale du groupe EDF, est le 3e exploitant sur la charge publique en voirie pour les collectivités et le 2e exploitant sur la charge publique « à destination » (centres commerciaux, supermarchés...). Izivia équipe les entreprises et les collectivités souhaitant être équipées de bornes supervisées, pour leur propre besoin ou pour permettre une charge publique sur leurs terrains. Izivia propose plusieurs modèles de financement à ses clients, dont le tiers financement.

Le groupe EDF et Morrison & Co, un fonds d'investissement spécialiste des investissements dans les infrastructures, ont signé un partenariat stratégique et ont créé une plateforme de financement conjointe pour investir dans le développement de la recharge ultra-rapide pour véhicules électriques en France. Cette plateforme a pour ambition d'investir jusqu'à 450 millions d'euros dans le développement et le déploiement de près de 8 000 points de charge ultra-rapide en France et 6 000 en Belgique d'ici 2030.

- Services de pilotage de la recharge

EDF a développé, via sa marque Sowee by EDF, avec l'appui de Dreev, une offre commerciale de fourniture d'électricité avec pilotage de la recharge pour particulier à destination des clients d'un groupe automobile. Cette offre permet d'optimiser le coût de la recharge et de réduire les émissions de CO_2 liées à la consommation d'électricité. Elle s'inscrit dans **une ambition de *leadership*** sur les offres de pilotage des usages énergétiques.

Sur le marché résidentiel, IZI by EDF propose des solutions de recharge chez les particuliers en habitat individuel ou collectif et chez les TPE/Pro. IZI by EDF accompagne aussi les entreprises qui souhaitent équiper le domicile de leurs collaborateurs qui roulent à l'électrique (véhicule de service ou de fonction) avec une offre de bout en bout en partenariat avec Izivia : installation de la borne par IZI by EDF, suivi des consommations et, dans des conditions à définir, remboursement des frais d'électricité des salariés par Izivia.

IZI by EDF a élargi cette offre en 2023 avec le lancement de la borne communicante. La même année, IZI by EDF a également lancé l'offre « Opérateur de Recharge » à destination des copropriétés souhaitant installer une infrastructure collective privée dans leurs parkings. Cette offre vient en complément des solutions existantes d'IZI by EDF pour le résidentiel collectif, au travers des offres Réseau électrique auto, sans préfinancement.

- PV & Bornes de recharge

EDF solutions solaires (anciennement EDF EnR) et Izivia proposent une offre intégrée aux entreprises ou collectivités pour installer des ombrières photovoltaïques équipées de bornes de recharge. À titre d'illustration, en février 2023, un parc de 3,3 hectares sur ombrières combiné à des infrastructures de recharge a été mis en service sur un site Sanofi : ce dernier couvre 17,5 % des besoins électriques annuels du site et alimente 40 points de charge pour véhicule électrique.

- Mobilité lourde

Izivia et Dalkia participent à la transition des poids lourds (transport routier de marchandises et de personnes) vers l'électrique en équipant les sites et les collectivités de solutions de recharge spécifiques au transport lourd.

Izivia accompagne Elis dans le déploiement de bornes de recharge pour sa flotte de poids lourds électriques : 400 bornes seront installées pour équiper près de 90 % des sites Elis.

- Les partenariats

De nombreux partenariats ont été développés depuis 2018 afin de proposer des solutions de mobilité électrique adaptées, mobilisant l'ensemble des acteurs de l'écosystème (constructeurs, équipementiers, *leasers*, loueurs, fabricants de bornes).

BNP Paribas Mobility a lancé une offre intégrée de leasing de voiture électrique et de borne de recharge au domicile des collaborateurs de ses clients avec l'appui d'IZI by EDF et d'Izivia : cette offre tout-en-un comprend l'installation, l'entretien, ainsi que la désinstallation et le recyclage de la borne. Le remboursement des frais professionnels correspondant aux consommations d'électricité au domicile du collaborateur peut également être mis en place dans des conditions à définir.

Crédit Agricole Personal Finance & Mobility et le groupe EDF coopèrent en vue de mettre en place des solutions qu'ils entendent proposer ensemble (services, financements, etc.) pour accélérer l'équipement en bornes de recharge électrique des particuliers, professionnels et entreprises en France, avec un focus particulier sur les territoires ruraux.

Des solutions de décarbonation pour l'industrie

Le secteur de l'industrie présente également un fort potentiel d'électrification, via l'électrification des process ainsi que les nouvelles implantations industrielles, contribuant à environ 60 des 150 TWh à 2035.

- Électrification des processus industriels

Le champ prioritaire pour la décarbonation de l'industrie consiste à basculer la chaleur fossile vers des solutions électriques matures. Le groupe EDF, via en particulier sa filiale Dalkia, déploie ou développe auprès de ses clients des offres de pompes à chaleur (PAC) industrielles haute température et très haute température, de fours à résistances, de fours à induction et à arc (en substitution d'alimentation fioul ou gaz), de chaudières électriques et de compression mécanique de vapeur. La R&D d'EDF et Dalkia Froid Solutions ont développé un démonstrateur industriel, Transpac, qui a bénéficié du soutien de l'ADEME et dont les premiers résultats confirment la performance attendue pour décarboner l'industrie. Le démonstrateur industriel a été installé au sein de l'usine du papetier Wepa Greenfield à Château-Thierry. Les émissions de CO_2 associées à la production de cette chaleur produite de façon vertueuse, chez Wepa Greenfield sont 16 à 20 fois plus faibles qu'en utilisant la vapeur produite au gaz naturel. L'industriel baisse ainsi son empreinte carbone et sa facture énergétique.

- Chaleur bas carbone

Dalkia est un acteur de référence sur la chaleur bas carbone. Dans le cadre du plan de relance, le groupe EDF est lauréat de nombreux projets de chaudières biomasse en substitution de combustibles fossiles pour les besoins de l'industrie. Dalkia a également déposé plus de 10 projets auprès du guichet AMI de l'ADEME pour décarboner via des PAC essentiellement.

- Conseil en décarbonation

Le groupe EDF a lancé une offre de conseil en décarbonation qui se décline en Décarb'On à l'attention des petites et moyennes entreprises (PME) et des grandes entreprises (GE), et Décarb'On Expert à l'attention des grandes entreprises et grands comptes. Le groupe EDF (EDF et Urbanomy) propose ainsi à ses clients de les accompagner dans le bilan et l'analyse de leurs émissions carbone (Scopes 1, 2 et 3), dans la définition des objectifs et de la stratégie de réduction de ces émissions et enfin dans la mise en œuvre d'une feuille de route opérationnelle des actions à réaliser.

Des solutions de décarbonation pour le bâtiment

En France, EDF accompagne de longue date les constructeurs, les promoteurs et les bailleurs sociaux dans la mise en œuvre de solutions énergétiques performantes et bas carbone.

- Décarbonation de l'habitat

La nouvelle réglementation environnementale RE2020 est entrée en vigueur le 1er janvier 2022. Elle traite notamment de la construction neuve résidentielle en habitat individuel et collectif. Le groupe EDF a participé activement à la concertation menée par les autorités publiques pour assurer l'efficacité de la réglementation et reste aujourd'hui mobilisé sur les enjeux d'analyses de cycles de vie, en particulier pour les pompes à chaleur.

Les offres de décarbonation pour l'habitat individuel et collectif (isolation, pompes à chaleur, chauffe-eau thermodynamiques ou solaires, bornes de recharge, solutions d'autoconsommation ou de maîtrise des consommations) sont portées par EDF et ses filiales ou des entités du groupe EDF[1].

Ces offres portent sur trois thématiques principales :

- la décarbonation des logements collectifs, bailleurs sociaux ou copropriétés, via les offres de Dalkia et ses solutions intégrant des PAC pour le chauffage ou l'eau chaude sanitaire ;
- la rénovation énergétique : IZI by EDF développe une gamme complète d'offres de rénovation énergétique : pompe à chaleur air/eau et air/air, chauffe-eau thermodynamique, isolation (ouvrants, toiture, plancher et murs intérieurs et extérieurs) et propose dorénavant des offres globales, intégrant plusieurs lots : isolation, remplacement de chauffage, ventilation ;
- l'autoconsommation : EDF solutions solaires (anciennement EDF EnR) permet au client de consommer l'énergie générée par ses propres panneaux solaires et d'avoir la possibilité d'en stocker une partie pour la consommer au moment où il en a besoin, via l'installation d'un chauffe-eau ou d'une batterie stationnaire.

- Décarbonation du tertiaire

Le groupe EDF offre des services sur mesure aux entreprises et aux professionnels qui souhaitent optimiser leurs flux énergétiques pour améliorer leur performance économique et réduire leur empreinte environnementale.

Des solutions de décarbonation pour les collectivités

Le groupe EDF est largement engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires, à travers plusieurs solutions :

- des réseaux de chaleur et de froid avec Dalkia, et des solutions diversifiées de géothermie, de thalassothermie, de biomasses ou de récupérations de chaleur comme à Maubeuge, Orléans, Chambéry ou encore au réseau de chaleur 100 % EnR de Lunéville ;
- des solutions de performance énergétique et environnementale de l'éclairage public ;
- des solutions d'autoconsommation collective ;
- des solutions hydrogène : voir la section 1.4.6.3 « L'activité Hydrogène d'EDF ».

Des outils au service des consommateurs finaux et des collectivités

À fin 2024, le gestionnaire de réseau Enedis [2] a installé près de 37,7 millions de compteurs communicants Linky, permettant au consommateur d'identifier plus facilement les postes importants de sa consommation aux différents moments de la journée et agir ainsi, en adaptant volontairement sa consommation, à la fois en faveur de l'environnement et de son pouvoir d'achat.

Les données collectées grâce aux compteurs Linky, anonymisées, sont aussi mises à disposition des autorités concédantes et des collectivités locales via le Portail Collectivités d'Enedis. À fin 2024, ce portail a été déployé dans 74,6 % des communes.

Cet outil, accessible en ligne gratuitement, permet aux collectivités d'identifier les zones en sous-consommation (précarité énergétique) et en surconsommation (passoires thermiques) ; en activant l'espace « Mesures et services », les collectivités bénéficient d'un tableau de bord dynamique et personnalisable de leur production et consommation d'électricité. Depuis 2023, de nouvelles fonctionnalités comme le paramétrage d'alerte sur des points de production ou de consommation, tels que l'éclairage public, sont proposées.

Enfin, l'Observatoire français de la transition écologique mis en place par Enedis permet de mesurer et d'éclairer, à partir de l'*open data*, la dynamique des territoires en termes de transition énergétique. Les données (consommation, production, autoconsommation et mobilités) sont accessibles à tous, par région, par département et à la maille communale pour certaines. Cet observatoire se veut autant un référentiel qu'un outil d'aide à la décision pour toutes les parties prenantes concernées : collectivités, institutionnels, chercheurs et universitaires, citoyens ou journalistes.

Sortie du charbon en Chine

Le Groupe EDF s'est engagé à se désinvestir progressivement d'ici 2030 des actifs de production électrique à partir de charbon situés en Chine dans lesquels il a une participation minoritaire. Fin septembre 2024, EDF a signé un accord de cession de sa participation de 19,6 % dans la centrale à charbon de Shandong Zhonghua Power à l'actionnaire majoritaire China Energy Investment Group (CEI), la finalisation administrative de cette cession est en cours. Les émissions de la centrale ont représenté environ 780 $ktCO_2e$ dans le Scope 3 du Groupe en 2024.

3.2.2.1.2.2.3. Amont : Décarboner la chaîne de valeur du Groupe

Réduction des émissions amont liées aux achats

En 2024, le Groupe a poursuivi la mise en place d'un programme visant la réduction des émissions de sa chaîne d'approvisionnement. La décarbonation des achats est un objectif prioritaire de toutes les entités responsables des achats du Groupe (voir la section 3.4.3.1 « Achats responsables »), et représente un moteur pour le déploiement de bonnes pratiques et l'innovation concernant les achats responsables. La réduction des émissions amont est pilotée par une cartographie des risques (par fournisseurs ou par catégorie d'achat – avec la définition de secteurs prioritaires sur les enjeux de décarbonation), par le déploiement de leviers dans l'acte d'achats, et par le suivi des fournisseurs. Parmi les pratiques communes de l'ensemble de la filière achat à l'échelle du groupe, on peut notamment citer :

- la prise en compte de la stratégie et de la trajectoire de décarbonation des fournisseurs dans le processus de qualification (amont à un appel d'offres) ou de sélection (au cours d'un appel d'offres), au travers de questionnaires et d'évaluations ;
- lors d'une mise en concurrence, l'intégration de leviers concrets et quantifiables qui traduisent une décarbonation du bien ou du service fourni, adaptés à l'objet du marché et au secteur d'activité, comme critère de comparaison entre soumissionnaires ;
- l'intégration de la décarbonation dans les engagements contractuels du Groupe avec les fournisseurs (sous forme de charte ou de code de conduite obligatoires à la signature du contrat).

Certaines initiatives sont prises par chaque entité du Groupe selon les spécificités de leur domaine d'activité. On peut citer notamment :

- la mise en œuvre progressive de « calculettes carbone » proposées par la start-up incubée en interne Neutre.eco, pour intégrer dans les offres des fournisseurs une évaluation du Bilan carbone du produit ou service faisant l'objet du marché, pouvant être valorisée sous forme de notation technico-économique ou de critère de correction de prix. En 2024, le *scoring* carbone des achats de métaux, transport, béton et numérique a été développé et testé sur des appels d'offres des catégories prioritaires carbone ;
- l'organisation d'ateliers d'intelligence collective avec les fournisseurs volontaires des secteurs de l'acier, du transport, du génie civil et du numérique en 2024, pour co-construire les leviers achat pertinents à systématiser dans les contrats du Groupe. Les résultats de ces ateliers ont été restitués lors du « Club Fournisseurs RSE » organisé annuellement, qui regroupe une centaine de fournisseurs stratégiques.

(1) Voir aussi l'offre « Mon chauffage durable » en section 3.3.4.2 « Lutte contre la précarité énergétique ».
(2) Gestionnaire du réseau public de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

Conformément aux engagements du groupe EDF dans le dispositif *Act4Nature International*, la Direction des Achats Groupe a pour objectif d'intégrer, au périmètre EDF SA (hors combustible nucléaire), en 2025, dans 70 % de ses marchés sur les catégories prioritaires (88 % réalisé en 2024), un levier achat relatif aux enjeux carbone ou ressources.

Réduction des émissions amont liées au combustible nucléaire

En s'appuyant sur l'analyse du Cycle de Vie (ACV) du kWh d'électricité nucléaire EDF en France menée par la R&D d'EDF et publiée en 2022, EDF a lancé la démarche « On Deck » visant à réduire l'empreinte carbone des activités du cycle du combustible nucléaire, qui représente 2 % du Scope 3 du Groupe en 2024. Cette approche menée en partenariat avec les fournisseurs a notamment abouti, et ce pour la première fois sur le marché mondial de l'uranium, à l'introduction d'une clause d'engagement de réduction d'émissions de GES, dans le dernier contrat signé avec l'un des principaux fournisseurs d'uranium. La démarche « On Deck » a été généralisée en 2023 et 2024 en l'appliquant également à la préservation de la biodiversité et à l'adaptation au changement climatique et permettra notamment de nourrir la future mise à jour de l'ACV du kWh nucléaire.

3.2.2.1.2.3 Actions en dehors de la chaîne de valeur

3.2.2.1.2.3.1. Contribution carbone

Financement de projets en dehors de la chaîne de valeur

EDF finance des projets de séquestration de gaz à effet de serre sur le territoire français, pour l'heure principalement dans le cadre de son obligation réglementaire de compensation. EDF finance également des travaux de R&D pour le développement de solutions naturelles de séquestration carbone.

Un Fonds de compensation carbone EDF (FCC EDF) a été mis en place pour compenser les émissions de gaz à effet de serre découlant du rehaussement, décidé par les pouvoirs publics en France, du plafond des émissions des installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Dans ce cadre, EDF verse au FCC un montant libératoire par tonne d'équivalents de dioxyde de carbone émise au-delà de seuils d'émissions fixés réglementairement (40 €/tonne de CO_2 initialement, relevé à 50 €), avec pour ambition de financer des projets de réduction ou de séquestration de gaz à effet de serre sur le territoire français répondant à différents critères. EDF a mis en place un conseil scientifique indépendant pour l'accompagner dans l'évaluation de la qualité des projets retenus, notamment en termes de réalité et de pérennité du stockage du carbone, qui complète l'accompagnement R&D.

Le FCC d'EDF n'a pas été alimenté au titre de l'année 2024, les émissions des installations concernées étant restées en dessous des seuils d'émissions déclenchant l'obligation de compensation.

Toutefois, les fonds du FCC, abondés par des investissements de contribution volontaire, ont permis, à titre d'illustration, la signature d'une Convention tripartite entre EDF, le Domaine National de Chambord et la Belle Forêt pour le financement d'un projet de gestion sylvicole durable de la forêt de Chambord pour une durée de 5 ans avec génération d'unités de réduction d'émissions (URE) et de crédits carbone correspondants inscrits au registre tenu par l'association partenaire. Ces URE valorisent le maintien d'un stock de carbone, avec des co-bénéfices associés en termes d'adaptation au changement climatique de la forêt et de la protection de sa biodiversité. La méthodologie de la Belle Forêt (gestion forestière optimisée) est publique. Un tel projet est aussi générateur d'importants co-bénéfices en matière de biodiversité (voir la section 3.2.5.2.3 « Agir en faveur de la restauration et de la préservation des milieux naturels »).

EDF investit également dans des projets en dehors de sa chaîne de valeur dans le cadre d'actions de contribution carbone volontaire, grâce notamment à sa filiale Oklima, issue du programme intrapreneuriat EDF Pulse Incubation, qui développe des projets de séquestration biologique à haute valeur environnementale, principalement en France.

En 2024, le groupe EDF a contribué à hauteur de 1 070 tonnes de CO_2 évitées ou séquestrées.

Recherche et développement sur les solutions d'atténuation technologiques et naturelles

La R&D évalue la maturité technique et économique des solutions de réduction des émissions de CO_2 sur les sources industrielles d'EDF et de ses clients et explore les solutions naturelles et technologiques permettant la séquestration de carbone. En 2024, un laboratoire dédié au captage du CO_2 a été mis en service. Il permet de tester à petite échelle ses procédés de captage adaptés aux émissions à faible concentration en CO_2, qui sont les plus difficiles à capter.

En outre, un laboratoire sur la valorisation du CO_2 sous forme d'*e-fuels* est en cours de construction, en complément de la plate-forme hydrogène déjà existante, afin d'étudier la chaîne de valeur des dérivés de l'hydrogène électrolytique (carburants, matériaux). Cette plateforme sera opérationnelle fin 2025.

L'afforestation, le reboisement, la gestion adaptée des prairies et des zones humides apparaissent aujourd'hui parmi les pistes les plus prometteuses pour augmenter la séquestration du carbone dans les sols et dans les forêts, et ainsi générer des émissions négatives. Afin d'accompagner EDF dans sa volonté de réaliser des projets de haute intégrité, la R&D d'EDF travaille à évaluer la réalité et la pérennité des actions de stockage de carbone par des solutions naturelles et à définir les modalités pour maximiser les bénéfices de telles actions sur la biodiversité et le cycle de l'eau. Ce projet contribue plus généralement au développement des solutions naturelles d'adaptation au changement climatique.

3.2.2.1.2.4 Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique

Des investissements bas carbone

En 2024, près de **94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone** soit un montant de 25 Mds€ répartis à 64 % dans le secteur nucléaire, 23 % dans les activités de réseaux, 11 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et 2 % dans les services énergétiques. Ces investissements regroupent les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Ils n'incluent donc pas les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités et sont retraités des subventions d'investissement.

Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés en 2024 avec la taxonomie verte européenne (voir la section 3.2.7 « Taxonomie verte ») sont de 59 % (64 % en 2023) soit un montant de 16 Mds€, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 22 % dans les activités de réseaux, 10 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et 1 % dans les services énergétiques. Il est à noter que la taxonomie ne prend pas en compte dans ses critères d'éligibilité la partie commercialisation d'électricité, activité non éligible selon la taxonomie verte européenne mais considérée comme bas carbone par le Groupe, ainsi que les activités nucléaires hors Union européenne (activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni…) et les activités connexes à l'activité de production nucléaire telles que les activités de conception et de construction de chaudières nucléaires ou de turbines de Framatome et de Arabelle Solutions. L'alignement des investissements du Groupe tels que définis par la taxonomie verte pour l'ensemble des activités du Groupe, sans ces restrictions, s'élèverait à 94 %.

Les ressources investies par le Groupe au titre de l'atténuation du changement climatique s'élèvent selon les estimations réalisées par le Groupe pour cette première année d'application de la CSRD à 24 M€ et représentent 90 % des investissements du Groupe et la majeure partie des investissements du Groupe dans les activités bas carbone. Ces investissements s'intègrent dans le **plan de transition** du Groupe au titre de :

- La production bas carbone

Le Groupe a investi 23 Mds€ pour contribuer à construire un avenir énergétique neutre en carbone à travers un mix de technologies bas carbone répartis à 41 % dans des investissements destinés à construire de nouveaux réacteurs nucléaires, 24 % dans les investissements de maintien et de maximisation de la production du parc nucléaire existant, 2 % dans les activités connexes qui supportent à la fois le nouveau nucléaire ainsi que le maintien du parc existant, 21 % dans les activités de réseaux et 11 % dans le développement des énergies renouvelables.

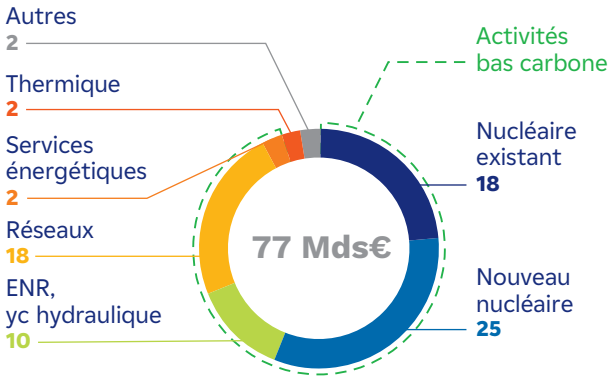
- La réduction des émissions directes notamment *via* :
  - > des investissements réalisés dans la décarbonation du thermique fossile du Groupe avec, par exemple, la conversion de centrales aux bioliquides des territoires insulaires, estimés à 176 M€ en 2024. À ce titre, le Groupe n'a procédé à aucun investissement pour les activités liées au charbon conformément à l'engagement du Groupe de sortir de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030, toutes zones géographiques confondues et de ne pas financer d'activités charbon non présentes dans son portefeuille en 2019. Par ailleurs, 512 M€ sont investis en lien avec des activités liées au gaz fossile soit 2 % des investissements du Groupe ;
  - > des investissements au titre du verdissement des réseaux de chaleur et de la production de chaud et de froid représentant 170 M€.
- Le développement des usages sobres

Le Groupe a investi 199 M€, notamment dans le développement de solutions de décarbonation pour l'habitat, le transport ou les collectivités.

Dépenses et effort de recherche en faveur de l'atténuation du changement climatique

En 2024, 15,2 Mds€ des dépenses du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone répartis à 46 % dans le secteur nucléaire, 30 % dans les activités de réseaux, 15 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et 9 % dans les services énergétiques. 97 % de ces dépenses sont consacrées à l'atténuation du changement climatique soit 14,7 M€. Les natures de ces dépenses correspondent aux « achats de combustible et d'énergie », aux « autres consommations externes » et aux « charges de personnel » (nets de production stockée et immobilisée). Elles ne prennent pas en compte les subventions d'exploitation qui sont attribuées pour compenser ces charges d'exploitation.

Investissements nets 2025-2027 par activité



En 2024, pour préparer l'avenir, le Groupe a dépensé 752 M€ en recherche et développement dont l'intégralité a été consacrée à des projets liés aux énergies bas carbone et 88 % plus particulièrement à l'objectif d'atténuation du changement climatique. Ces dépenses se composent de la R&D d'EDF pour 68 % ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre, principalement Framatome, Enedis et EDF Energy. Elles portent notamment sur les activités nucléaires pour 54 %, les activités de réseaux pour 9 %, les énergies renouvelables pour 4 % mais également pour 33 % sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique. Ces efforts s'inscrivent dans l'engagement *Net Zero* du Groupe d'ici 2050.

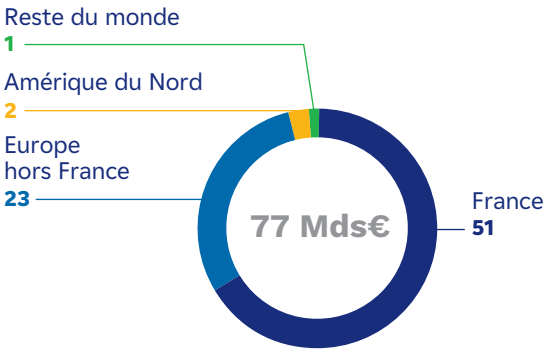
Plan d'investissement et de dépenses

Pour les années 2025, 2026 et 2027, le Groupe prévoit une hausse des investissements annuels nets [1] et anticipe d'atteindre 26 Mds€ par an dont au moins 95 % alloués à des activités bas carbone [2].

Ainsi, sur cette période, le Groupe ambitionne d'investir 77 Mds€ répartis notamment à 56 % dans le secteur nucléaire dont 33 % au titre du nouveau nucléaire, 24 % dans les activités de réseaux, 13 % dans les énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique), 3 % dans les services énergétiques et, de façon très marginale, 2 % dans le thermique (dont le gaz).

Géographiquement, les investissements seront répartis entre la France à hauteur de 65 %, le reste de l'Europe pour 30 % et le reste du monde pour 4 %.

Investissements nets 2025-2027 par zone géographique



Les plans d'investissements engagés sur le Nouveau Nucléaire français ainsi que le maintien des investissements alloués au parc nucléaire existant, aux activités renouvelables, dont les activités hydroélectriques contribuent à l'augmentation de l'alignement à la taxonomie verte des activités du Groupe. Au contraire, les investissements réalisés dans les activités nucléaires au Royaume-Uni ainsi que les activités connexes à l'activité de production nucléaire viendront réduire l'alignement à la taxonomie verte en raison de leur non-éligibilité selon le règlement de la Commission européenne.

En 2024, 73 % des investissements non alignés à la taxonomie sont imputés aux activités gazières du Groupe. Afin d'aligner ces activités avec ses engagements climatiques, le chantier thermique décarboné du Groupe identifie des solutions de décarbonation profonde comme l'utilisation de combustibles « décarbonés » ou le captage de CO_2 pour stockage (CCS) et/ou l'utilisation d'une partie du CO_2 émis (CCU) (voir les différents leviers de décarbonation de la production d'électricité dans la section 3.2.2.1.1.1 « Une ambition "Zéro émission nette" soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse »).

(1) Le plan d'investissement utilisé afin de décrire les investissements actuels du Groupe n'est pas basé sur les investissements bruts ($CAPEX_{\pi}$ tels que définis par le règlement Taxonomie et la réglementation CSRD. Le plan d'investissement présenté par le Groupe est basé sur les investissements nets. La réconciliation entre les investissements nets et les $CAPEX_{\tau}$ est réalisée dans la note 3.2.7.4.1 « $CAPEX_{\tau}$ ».

(2) Les activités bas carbone du Groupe regroupent les activités nucléaires, les activités de réseaux, les activités renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) ainsi que la majorité des activités de services d'efficacité et de performance énergétique.

L'ensemble de ces plans d'investissements permet au Groupe d'accéder à des outils de financement durables. Ces dispositifs tels que les *green bonds* sont décrits dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 20.3 « Financement durable ».

Le groupe EDF ne communique pas de plan de dépenses (OPEX) à long terme. Compte tenu de la nature de ses activités, les perspectives d'OPEX ne constituent pas un outil clé d'analyse. Les engagements stratégiques du Groupe, quant à eux sont reflétés dans le plan de CAPEX du Groupe à long terme.

3.2.2.1.3 Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique

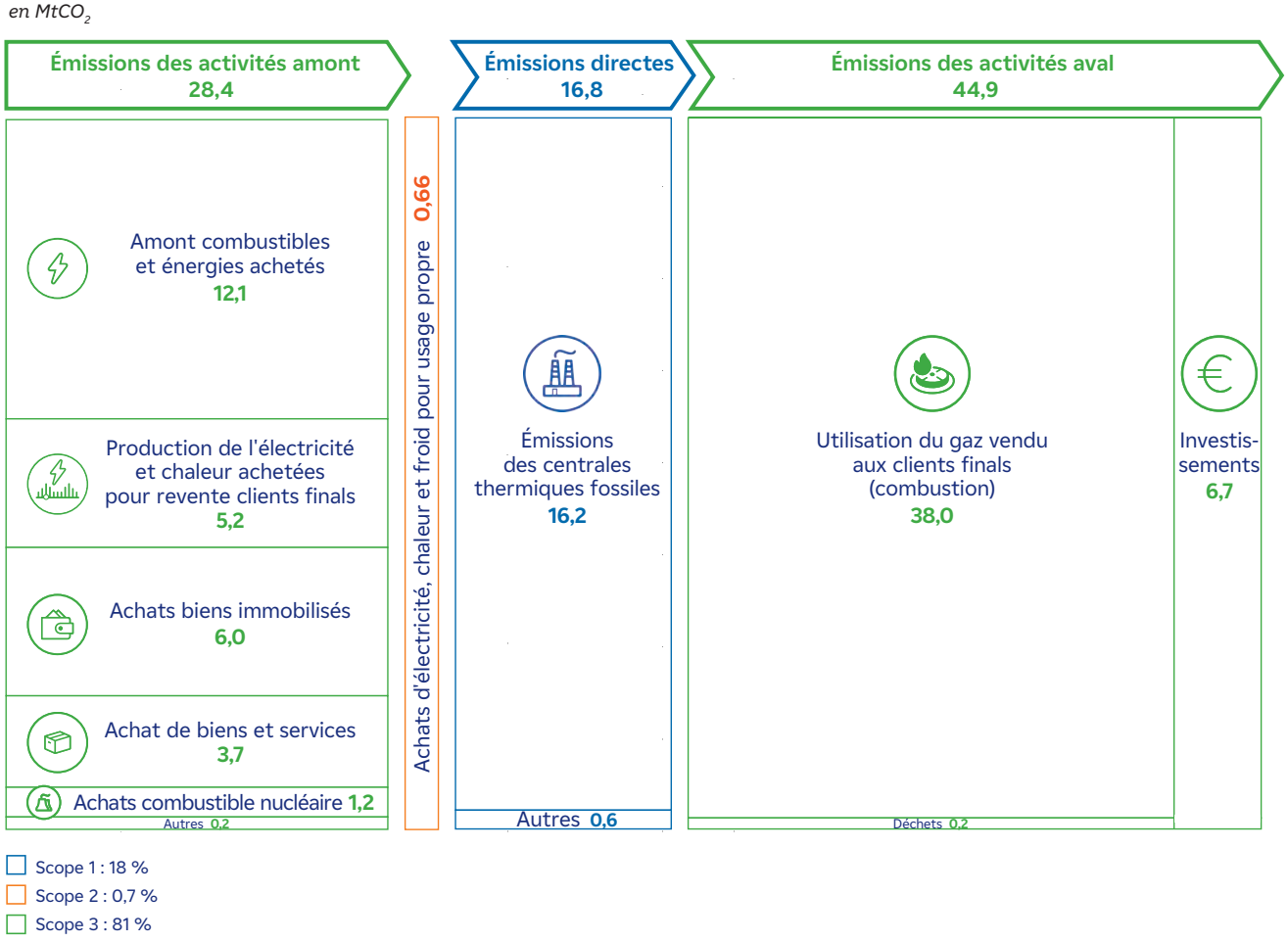
3.2.2.1.3.1 Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES

EDF produit et publie annuellement un bilan des émissions GES sur le périmètre du Groupe selon les trois Scopes préconisés par le GHG Protocol [1]. Ce Bilan carbone est un outil essentiel pour suivre et piloter les performances du Groupe en termes d'émissions. Les précisions méthodologiques sur l'approche appliquée aux calculs de ces émissions sont présentées au paragraphe « Précisions sur le Bilan carbone du Groupe ». Les résultats détaillés de ce Bilan carbone sont publiés [2] chaque année sur le site internet www.edf.fr.

Le tableau suivant présente l'évolution du Bilan carbone du Groupe pour les années 2022 à 2024. Les émissions des Scopes 1 et 3 sont calculées selon l'approche pays et les émissions du Scope 2 sont calculées selon deux approches : pays et fournisseurs [3].

Bilan carbone du groupe EDF ($MtCO_2e$)	2022	2023	2024
Émissions du Scope 1	24	19	17
Émissions du Scope 2 - approche pays	0,39	0,28	0,66
Émissions du Scope 2 - approche fournisseur	0,50	0,45	0,65
Émissions du Scope 3	96	72	73
Total - Émissions approche pays	**120**	**92**	**91**
Total - Émissions approche fournisseur	**120**	**92**	**91**

En 2024, **les émissions GES du groupe EDF se distribuent dans la chaîne de valeurs** entre les émissions amont, directes et aval selon le schéma suivant :



(1) Le « GreenHouse Gas Protocol Initiative », couramment appelé « GHG Protocol » (protocole des gaz à effet de serre), est la méthode la plus reconnue internationalement pour la comptabilité carbone. Initié en 1998 par le « World Resources Institute » (WRI) et le « World Business Council for Sustainable Development » (WBCSD), il a été développé en partenariat avec des entreprises, des ONG et des gouvernements : ghgprotocol.org/

(2) Selon les obligations réglementaires, le Bilan carbone du Groupe est publié sur le site de l'ADEME.

(3) Ces deux approches sont définies dans le paragraphe « Précisions sur le Bilan carbone du Groupe », dans le point dédié au Scope 2.

La présentation détaillée des émissions et des variations annuelles est la suivante :

	Émissions GES		Variations
Bilan carbone du Groupe	**2023**	**2024**	**2024 vs 2023**
Émissions Scope 1			
Émissions brutes de GES du Scope 1 (Mt CO_2 équivalent)	**18,9**	**16,8**	***-11 %***
Émissions de GES de Scope 1 résultant des systèmes d'échange de quotas d'émission réglementés ($MtCO_2$)	13,5	11,1	*-18 %*
Émissions de GES de Scope 1 résultant des systèmes d'échange de quotas d'émission réglementés (%)	71 %	66 %	*-5,1 %*
Émissions biogéniques de CO_2 de la combustion de biomasse non incluses dans les émissions du Scope 1 ($MtCO_2b$)	-	3,7	-
Émission Scope 2			
Émissions brutes de GES de Scope 2 - approche pays ($MtCO_2e$)	0,28	0,66	*+136 %*
Émissions brutes de GES de Scope 2 - approche fournisseurs ($MtCO_2e$)	0,45	0,65	*+44 %*
Émissions Scope 3			
Émissions brutes de GES du Scope 3 (Mt CO_2 équivalent)	**72,5**	**73,3**	***+1 %***
Dont émissions des ventes de gaz aux clients finaux Scope 3.11 : utilisation des produits vendus - combustion	35,4	38,0	*+7 %*
Dont émissions des ventes de gaz aux clients finaux Scope 3.3 : émissions amont	6,7	7,2	*+7 %*
Dont émissions des achats d'électricité pour revente aux clients finaux Scope 3.3 : combustion pour production électrique d'origine fossile	6,6	5,1	*-23 %*
Dont émissions amont des achats d'électricité pour revente aux clients finaux Scope 3.3 : émissions amont	2,7	1,3	*-52 %*
Dont actifs minoritaires (Investissements) Scope 3.15 : Scopes 1 et 2 des actifs en participation minoritaire	7,0	6,7	*-5 %*
Dont biens d'équipement - Scope 3.2	5,4	6,0	*+11 %*
Dont achats de biens & services - Scope 3.1	3,6	3,7	*+5 %*
Dont amont combustibles - Scope 3.3	3,4	3,6	*+6 %*
Dont achats combustible nucléaire - Scope 3.1	1,2	1,2	*-2 %*
Dont autres émissions du Scope 3	0,4	0,5	*+19 %*
Émissions calculées à l'aide de données primaires obtenues auprès de fournisseurs ou d'autres partenaires de la chaîne de valeur	2 %	1 %	-36 %
ÉMISSIONS TOTALES DE GES			
ÉMISSIONS TOTALES DE GES - APPROCHE PAYS (Mt CO_2eq)	**91,6**	**90,7**	***-1 %***
ÉMISSIONS TOTALES DE GES - APPROCHE FOURNISSEURS (Mt CO_2eq)	**91,8**	**90,7**	***-1 %***

Les émissions directes (Scope 1) continuent leur baisse, -11 % entre 2023 et 2024 ou -2,1 $MtCO_2e$, et atteignent 16,8 $MtCO_2e$ en 2024. Cette diminution est principalement attribuable à la moindre utilisation des centrales thermiques fonctionnant au charbon, au fioul et au gaz, qui ont vu leur production électrique baisser de 10 TWh (-23 %) dans un contexte de stabilité de la consommation électrique et de très bonne disponibilité des moyens de production bas carbone, notamment ceux d'EDF (production électrique nucléaire et renouvelable). La conversion au bioliquide de la production insulaire (centrale de Port-Est à La Réunion) et la poursuite de la décarbonation de la production de chaleur ont également contribué à cette baisse.

Les émissions comptabilisées du Scope 2, qui représentent 0,7 % du Bilan carbone du Groupe, augmentent de 0,4 $MtCO_2e$ entre 2024 et 2023, notamment en raison de l'augmentation de la consommation d'électricité et de chaleur dans certaines géographies du Groupe.

Les émissions du Scope 3 augmentent de 1 % en 2024 (+0,9 $MtCO_2e$) principalement du fait de la hausse des émissions associées aux ventes de gaz aux clients finaux (+2,6 $MtCO_2e$, soit +7 %) et de la hausse des achats de biens (+0,8 $MtCO_2e$, 8 %). Les émissions liées aux investissements minoritaires baissent de -0,3 $MtCO_2e$ (-5 %), en raison, d'une part, du désengagement partiel du Groupe de ses actifs charbon en Chine et, d'autre part, de la baisse de la production fossile au Chili. Les émissions des achats de gaz et d'électricité pour revente aux clients finaux conjuguées aux émissions des investissements minoritaires représentent 81 % des émissions de Scope 3.

L'ensemble de ces éléments contribue à une baisse du Bilan carbone du groupe EDF en 2024 de 0,9 $MtCO_2e$, qui atteint un total de 90,7 $MtCO_2e$.

La performance climat au service de la performance intégrée

EDF défend une performance intégrée conjuguant performance financière et performance RSE. La création de valeur de l'entreprise s'exprime par le rapprochement des indicateurs financiers et RSE.

Émissions ramenées au chiffre d'affaires du Groupe

EDF considère que cet indicateur ne reflète correctement la performance intégrée qu'à la condition de prendre en compte toutes les émissions directes et indirectes **(Scopes 1, 2 et 3)** et considère que cet indicateur peut varier du fait de la performance mais aussi du fait de la seule dimension prix de l'énergie. Depuis 2023, ce ratio a augmenté de 13 %. En 2024, il s'établit à 777 tCO_2e par million d'euros de **chiffre d'affaires consolidé hors *trading*** (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires »).

Émissions/Chiffre d'affaires [1]	Unité	2022	2023	2024
Scopes 1, 2, 3 - approche Pays	tCO_2e	120 123 567	91 644 836	90 736 178
Chiffre d'affaires du Groupe [1]	M€	136 438	136 049	116 782
Scopes 1, 2, 3/Chiffre d'affaires du Groupe [1] (approche pays)	**tCO_2e/M€**	**880**	**674**	777
Scopes 1, 2, 3 - approche Fournisseurs	tCO_2e	120 234 828	91 816 375	90 732 965
Chiffre d'affaires du Groupe [1]	M€	136 438	136 049	116 782
Scopes 1, 2, 3/Chiffre d'affaires du Groupe [1] (approche fournisseurs)	**tCO_2e/M€**	**881**	**675**	777

(1) Chiffre d'affaires consolidé hors trading.

Précisions sur le Bilan carbone du Groupe

Le Bilan carbone du Groupe suit les préconisations du GHG Protocol. Il est établi aux bornes de l'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre de consolidation du Groupe pour les Scopes 1, 2 et 3, complété, pour le Scope 3, des investissements minoritaires et non opérés par le groupe EDF dont les émissions sont intégrées à hauteur de la quote-part de détention de la société par le Groupe.

Périmètre de consolidation du Bilan carbone (Scopes 1, 2 et 3) : EDF, EDF PEI, Dalkia, Edison, Enedis, Électricité de Strasbourg, EDF Trading, EDF Energy, Framatome, EDF Renouvelables, Norte Fluminense, MECO, Luminus, EDF China. Les émissions des autres sociétés contrôlées par le groupe EDF représentent moins de 1 % des émissions comptabilisées.

Les données utilisées sont référentes au 1er janvier jusqu'au 31 décembre de l'année N. Le Bilan carbone du Groupe utilise des données physiques pour le calcul de 89 % des émissions GES. Une partie de ces données physiques, compte tenu de leur stabilité d'une année sur l'autre, sont collectées sur l'année précédente à l'exercice. Les émissions sont calculées ainsi sur la base de données N-1 représentent moins de 2 % des émissions du Bilan carbone. Les facteurs d'émission appliqués sont mis à jour annuellement en décembre de l'année N. Ils proviennent de la Base Carbone de l'ADEME, à défaut, de l'AIE et d'Ecoinvent. Les valeurs de pouvoir de réchauffement global (PRG) utilisées correspondent à celles publiées dans le 6e rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Les principaux outils utilisés pour le calcul des émissions relèvent d'un développement interne à EDF.

Précisions sur le Scope 1

Les émissions directes des centrales thermiques (CO_2, CH_4 et N_2O) sont déterminées soit par des mesures directes, soit en se basant sur des analyses de combustibles ou des facteurs d'émission standard. Cette approche englobe toutes les étapes du processus de production d'électricité. Les émissions de CO_2 tiennent également compte des émissions issues des procédés industriels, telles que la désulfuration des fumées. Les émissions de méthane (CH_4) et d'oxyde nitreux (N_2O) sont converties en tonnes d'équivalent CO_2 pour leur comptabilisation.

Les émissions dues à la combustion dans les groupes de secours des centrales sont calculées sur la base des quantités de combustible achetées auprès du principal fournisseur du Groupe au cours de l'année, reflétant ainsi les consommations réelles.

Les émissions de CO_2 et CH_4 liées à la mise en eau des retenues hydrauliques, d'une superficie supérieure à 1 hectare, sont estimées selon la méthode préconisée par le GIEC (2019). Cette méthode est appliquée pour le calcul des émissions de dioxyde de carbone (CO_2) et de méthane (CH4), mais ne permet pas d'évaluer les émissions d'oxyde nitreux (N_2O). Les émissions de retenues en zone tempérée utilisent les paramètres appliqués pour le Tier 1 du GIEC. Les émissions de retenues en zone tropicale, compte tenu de leurs émissions fugitives plus élevées, utilisent les paramètres issus des mesures in situ suivant l'approche Tier 3 du GIEC. Pour les retenues, dont la surface n'est pas connue compte tenu de leur ancienneté, les émissions fugitives se basent sur la production hydraulique annuelle de la centrale. Pour les calculs des émissions avec ces deux méthodes, le paramètre relatif à l'âge de la retenue de l'approche GIEC est employé (±20 ans).

Les émissions des postes du Scope 1 calculées sur la base des données physiques de l'année N-1 représentent 3 % de ce Scope (0,5 $MtCO_2e$). Il s'agit des émissions relatives aux combustibles utilisées pour les flottes de voitures, les bâtiments, aux émissions fugitives des retenues de barrage, et aux réfrigérants.

Précisions sur le Scope 2

Conformément aux directives du GHG Protocol, le calcul du Scope 2 peut s'effectuer soit sur la base du contenu moyen du réseau électrique (méthode dite par pays ou « location-based ») ou sur celle du contenu spécifique du fournisseur d'électricité (méthode dite par fournisseur ou « market-based »). Dans le cadre de ce rapport, les deux approches sont publiées. L'approche fournisseur se base sur les contrats spécifiques et le facteur d'émissions des fournisseurs, à défaut, sur le mix électrique publié par les organismes d'État. Pour les sociétés où ces informations ne sont pas disponibles, la valeur du mix résiduel du pays (AIB) est appliquée. Ces émissions concernent la production de l'électricité utilisée dans les bâtiments tertiaires (chauffage, refroidissement, processus, éclairage, informatique, équipements divers, etc.) et les data centers. Les émissions biogéniques dans la chaîne de valeur des fournisseurs ne sont pas publiées. Elles sont peu significatives, le Scope 2 ne représentant que 0,7 % du Bilan carbone du Groupe. Par ailleurs, les facteurs d'émissions disponibles ne présentent pas les flux gazeux permettant l'estimation de ces émissions biogéniques.

Les émissions liées aux achats d'électricité dus aux pertes dans les réseaux de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg sont soumises à un retraitement des doubles comptes pour tenir compte des émissions de la production d'EDF déjà comptabilisées dans le Scope 1. En effet, une partie des achats d'électricité pour compenser les pertes réseaux proviennent de la production d'EDF (émissions déjà déclarées dans le Scope 1). Environ 79 % d'électricité sur les réseaux français proviennent de la production d'EDF. Cette fraction est alors retranchée du total des émissions des achats d'électricité réalisés par ces deux distributeurs. Les émissions relatives à ces pertes électriques représentent environ 30 % du Scope 2, soit 0,2 $MtCO_2e$ en 2024.

Les émissions des postes du Scope 2 calculées sur la base des données physiques de l'année N-1 représentent 70 % de ce Scope (0,5 $MtCO_2e$). Il s'agit des émissions relatives à la consommation pour usage propre de chaleur, de froid et d'électricité (hors les pertes).

Précisions sur le Scope 3

Les émissions du Scope 3 ne sont pas calculées à l'aide de données d'entrée et des facteurs d'émissions spécifiques des activités et des fournisseurs des entités.

Les émissions liées aux achats de gaz pour revente aux clients finaux sont calculées à partir de données de ventes totales de gaz des entités (le groupe EDF ne produit pas de gaz). Les émissions liées aux achats d'électricité pour revente aux clients sont calculées à partir de données de ventes totales d'électricité à ces clients déduites de la production électrique propre des entités. Ce traitement évite un double comptage des émissions de Scope 3 et celles de la production électrique des entités déjà déclarées en Scope 1.

Les données relatives aux achats de biens d'équipement et aux achats de biens et services sont basées sur leurs valeurs monétaires.

Les émissions des achats de biens et services sont calculées sur la base des flux monétaires annuels, tels que les services d'assurances, réparations, frais d'études dans les domaines techniques et informatiques, publicités, publications, frais de port et de télécommunication, services bancaires, fournitures pour les besoins propres de l'exploitation, petits matériels, fournitures administratives et petits articles de consommation courante.

Les émissions des achats de biens d'équipement sont calculées sur la base des flux amortis. En effet, les émissions liées aux achats de biens d'équipement peuvent varier considérablement pour un industriel, en raison de la nature irrégulière des grands investissements au fil des années. Pour EDF, les investissements dans les moyens de production peuvent survenir à des intervalles de temps long, en fonction de la durée de vie de ces investissements. Les émissions associées à ces investissements sont alors réparties sur leur durée de vie comptable. Cela permet de lisser les émissions indirectes sur la durée de vie des équipements, tout en conservant l'information sur le stock de carbone dans l'atmosphère. Ce faisant, la méthodologie employée est en ligne avec le GHG Protocol et suit les préconisations de la norme EN ISO 14064-1 (2018) et de l'ADEME (approche par amortissement). Les flux amortis sont comptablement partagés entre incorporels et corporels, tels que les immobilisations des frais de logiciels, de béton, d'équipements métalliques, constructions, etc. Les émissions liées au cycle du combustible nucléaire se basent sur les rechargements annuels de ce combustible. Pour les différentes phases du cycle du combustible (extraction, conversion, enrichissement, fabrication, traitement des combustibles usés, et gestion des déchets), le facteur d'émissions appliqué pour la France est celui recommandé par l'ADEME, et pour le Royaume-Uni celui d'Ecoinvent. Cette méthode permet d'intégrer les émissions associées aux étapes du cycle de vie du combustible nucléaire.

Le poste d'émissions « Investissements » tient compte des émissions des Scopes 1 et 2 des actifs minoritaires dont EDF n'a pas le contrôle opérationnel. Les investissements pris en compte sont des retenues de barrages hydrauliques et des centrales de production thermique fossile. Les émissions du Scope 1 de ces centrales étant importantes, celles du Scope 2 deviennent relativement négligeables et à ce titre ne sont pas intégrées.

Les émissions des postes du Scope 3 calculées sur la base des données physiques de l'année N-1 représentent 0,6 % de ce Scope (0,4 $MtCO_2e$). Il s'agit des émissions relatives aux déplacements des salariés, à l'amont des combustibles utilisés (pour la flotte de véhicules, les bâtiments, l'usage propre de chaleur, froid et électricité, les hors pertes électriques), et aux achats de chaleur pour revente aux clients finaux.

Le Bilan carbone du Groupe intègre les postes d'émissions du *GHG Protocol* permettant de décrire les activités d'EDF. Les autres postes décrits ci-dessous sont soit déjà pris en compte, soit exclus :

- actifs loués en amont : les émissions amont des actifs loués sont déjà prises en compte dans les Scopes 1, 2 et 3 selon la méthode de consolidation appliquée (les actifs loués sont considérés comme propriété du Groupe) ;
- aval transport et distribution : les émissions sont majoritairement comptabilisées par la prise en compte des entités de transport et distribution de l'électricité dans le Bilan carbone du Groupe et par les facteurs d'émissions des postes associés à cette activité ;
- transformation des produits vendus : les produits vendus par EDF sont des énergies (électricité, gaz et chaleur) utilisées par les clients. Ils ne font pas l'objet de transformation ;
- traitement en fin de vie des produits vendus : il n'existe pas de traitement en fin de vie des produits vendus par EDF (électricité et gaz). Néanmoins, les nouveaux développements commerciaux des entités dans le périmètre du Groupe pourraient induire une augmentation de ce poste et son intégration sera alors reconsidérée ;
- aval des actifs loués : les actifs loués sont considérés comme propriété du Groupe et leurs émissions sont ainsi déjà incluses dans les Scopes 1, 2 et 3 ;
- franchises : EDF ne détient pas de franchise ;
- amont (autres) : pas de catégorie « autre » supplémentaire dans les activités d'EDF ;
- aval (autres) : pas de catégorie « autre » supplémentaire dans les activités d'EDF.

3.2.2.1.3.2 Une trajectoire carbone compatible 1,5 °C

Le groupe EDF s'engage et entend prendre toute sa place dans la lutte contre le dérèglement climatique. Il s'est fixé une ambition de décarbonation compatible avec l'Accord de Paris pour le climat, dont l'objectif est de limiter le réchauffement climatique à un niveau bien inférieur à 2 °C, de préférence à 1,5 °C, par rapport au niveau préindustriel.

3.2.2.1.3.2.1. Engagement *Net Zero* long terme

L'engagement *Net Zero* du groupe EDF se base sur une réduction d'au moins 90 % de ses émissions directes et indirectes, et une neutralisation des émissions résiduelles par des puits de carbone à haute intégrité (*cf.* tableau de ces objectifs *Net Zero* à 2050 en 3.2.2.1.1.1 « Une ambition « Zéro émission nette » soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse »). Cet engagement long terme est soutenu par une trajectoire de réduction des émissions à court et moyen termes, compatible avec un réchauffement de 1,5 °C.

Ensemble des cibles et indicateurs du Groupe définissant une trajectoire compatible 1.5 °C

Indicateur groupe EDF	Réalisé 2023	Réalisé 2024	Jalon 2025	Jalon 2027	Cible 2030	Cible 2035	Cible 2050
Intensité carbone (gCO_2/kWh)	37	30			**30**	**22**	**~ 0**
Scope 1 ($MtCO_2e$)	19	16,8	20,0	18,0	15,5	10,5	
% de réduction vs 2017 (données références 2017 51.3 $MtCO_2e$)	- 63 %	-67 %	**- 60 %**	**- 65 %**	**- 70 %**	**- 80 %**	***Net Zero***
Scope 3 ($MtCO_2e$)	72	73,3		83,6	77,6	65,7	**- 90 %** (1)
% de réduction vs 2019 (données références 2019 119,4 $MtCO_2e$)	- 39 %	- 38 %		**- 30 %**	**- 35 %**	**- 45 %**	
Émissions Scope 3.11 ($MtCO_2e$ vs 2019)	- 41 %	- 37 %			**- 28 %**		

(1) Pour neutraliser les émissions résiduelles (en vue du zéro émission nette), le recours à des projets de contribution carbone, visant à « séquestrer » le CO_2 présent dans l'atmosphère et à le stocker, n'est envisagé qu'après 2030.

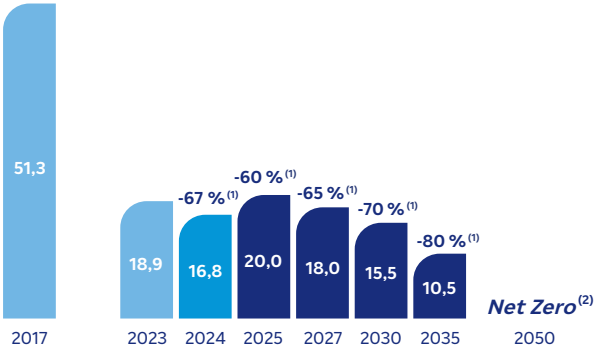
3.2.2.1.3.2.2. Réduction des émissions directes

En novembre 2023, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de ses émissions directes [1] de gaz à effet de serre. Ceux-ci renforcent le niveau d'ambition que le Groupe s'était fixé fin 2020 pour les émissions absolues de Scope 1 et l'intensité carbone en 2030. Ils le complètent en fixant un jalon 2025 et 2035 pour les émissions de **Scope 1** et un jalon 2035 pour l'**intensité carbone**. En novembre 2024, le Groupe s'est fixé un nouveau jalon à 2027 pour le Scope 1.

Objectifs du Scope 1

Objectifs à 2025	**Réduction de 60 %,** comparé à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 20,0 $MtCO_2e$**
Objectifs à 2027	**Réduction de 65 %,** comparé à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 18,0 $MtCO_2e$**
Objectifs à 2030	**Réduction de 70 %,** comparé à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 15,5 $MtCO_2e$**
Objectifs à 2035	**Réduction de 80 %,** comparé à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 10,5 $MtCO_2e$**

Émissions Scope 1 (en $MtCO_2e$)



(1) Vs 2017.
(2) Sur les 3 Scopes.

La cible de réduction des émissions directes s'applique à l'ensemble des émissions Scope 1 du Groupe, et permet d'assurer que le Groupe évolue sur une trajectoire compatible avec un réchauffement de 1,5 °C (voir la section 3.2.2.1.3.2.4 « Labellisation de la trajectoire d'émissions du Groupe »). Elle prend en compte les hypothèses stratégiques internes, notamment sur l'évolution du parc de production thermique du Groupe, et s'appuie sur les scénarios compatibles avec l'Accord de Paris. EDF vise une réduction de ses émissions directes de 60 %, 70 % et 80 % aux horizons 2025, 2030 et 2035. Cela représente une réduction en absolu d'environ 41 $MtCO_2e$ en 2035 par rapport à 2017. En 2024, les émissions Scope 1 d'EDF ont atteint 16,8 $MtCO_2e$, soit une réduction de 67 % par rapport à 2017.

Intensité carbone du Groupe

Les efforts de réduction d'émissions se traduisent également dans l'intensité carbone de la production d'électricité et de chaleur du Groupe, qui atteint 30 gCO_2/kWh en 2024, soit l'objectif fixé pour 2030, et en baisse de 7 gCO_2/kWh par rapport à 2023. L'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produites par le groupe EDF est environ sept fois inférieure à la moyenne européenne (210 gCO_2/kWh [2]) et plus de quinze fois inférieure à la moyenne mondiale (458 gCO_2/kWh [3]).

Au-delà de l'effet de la baisse des émissions directes, l'évolution de l'intensité carbone reflète la hausse de la production bas carbone du Groupe en 2024. L'ensemble des filières du Groupe y contribuent : +11 % pour le nucléaire, +30 % pour l'hydraulique et +7 % pour l'éolien et le solaire. En 2024, la production nucléaire s'élève à 404 TWh, soit +40,8 TWh par rapport 2023, notamment en France où la production nucléaire d'EDF s'est établie au-delà des prévisions initiales dépassant en fin d'année 361 TWh. La hausse de la production hydraulique entre 2024 et 2023 est de +12,7 TWh, hausse due à la performance des outils de production et aux très bonnes conditions d'hydraulicité. La part de la production fossile sur la production totale électricité et chaleur du Groupe n'est que de 8 % en 2024, à 44 TWh, en baisse de 4 TWh par rapport à 2023.

Cette performance s'inscrit néanmoins dans des conditions de marché et de demande particulièrement favorables à un faible recours aux moyens de production électrique thermique fossile, qui ne permettent pas de garantir un maintien en deçà du seuil des 30 gCO_2/kWh à très court terme (pré-2030) dans un scénario de conditions moyennes.

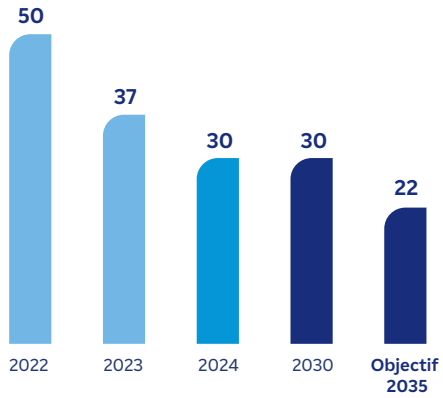
Précision sur l'indicateur

L'intensité carbone est une information spécifique à EDF et un ratio calculé entre les émissions de CO_2 du Scope 1 [4] des centrales de production d'électricité et de chaleur du Groupe et leurs productions associées, et ne s'applique donc pas au même périmètre que l'indicateur de production bas carbone (voir la section 3.2.2.1.3.5 « Développement de la production bas carbone »).

Objectifs d'intensité carbone

Objectif à 2030	**Intensité carbone de 30 gCO_2/kWh**
Objectif à 2035	**Intensité carbone de 22 gCO_2/kWh**

Évolution de l'intensité carbone (en gCO_2/kWh)



(1) Les émissions indirectes du Scope 2 représentant moins de 0,3 % du bilan de gaz à effet de serre du Groupe, elles ne font pas l'objet des nouveaux objectifs.
(2) Valeur 2023, EU-27, Agence européenne de l'environnement, *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*, octobre 2024.
(3) Valeur 2023, Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook* 2024.
(4) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles (correspond à ~ 96 % du Scope 1).

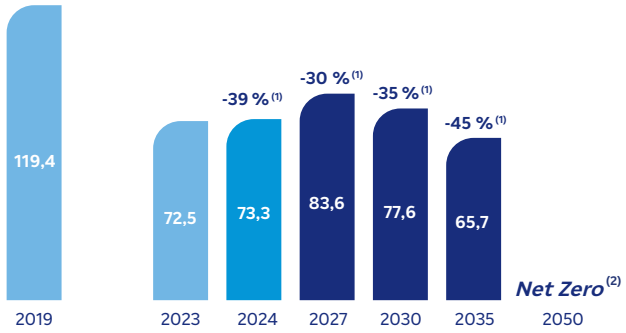
3.2.2.1.3.2.3. Réduction des émissions de la chaîne de valeur

Le groupe EDF s'est fixé des objectifs de réduction de ses émissions indirectes du **Scope 3** à 2030, à la fois sur l'ensemble du Scope 3 et spécifiquement sur la partie du Scope 3 associée aux ventes de gaz à ses clients finaux (voir objectifs SBTi en section 3.2.2.1.3.2.4 « Labellisation de la trajectoire d'émissions du Groupe »).

En novembre 2024, le Groupe s'est fixé deux nouveaux jalons à 2027 et 2035 pour le Scope 3 et a revu son ambition à la hausse sur le jalon 2030.

Objectifs à 2027	**Réduction de 30 %,** comparé à 2019, de l'ensemble du Scope 3 d'ici 2027
Objectifs à 2030	**Réduction de 35 %**, comparé à 2019, de l'ensemble du Scope 3 d'ici 2030
Objectifs à 2035	**Réduction de 45 %**, comparé à 2019, de l'ensemble du Scope 3 d'ici 2035

Émissions Scope 3 (en $MtCO_2e$)



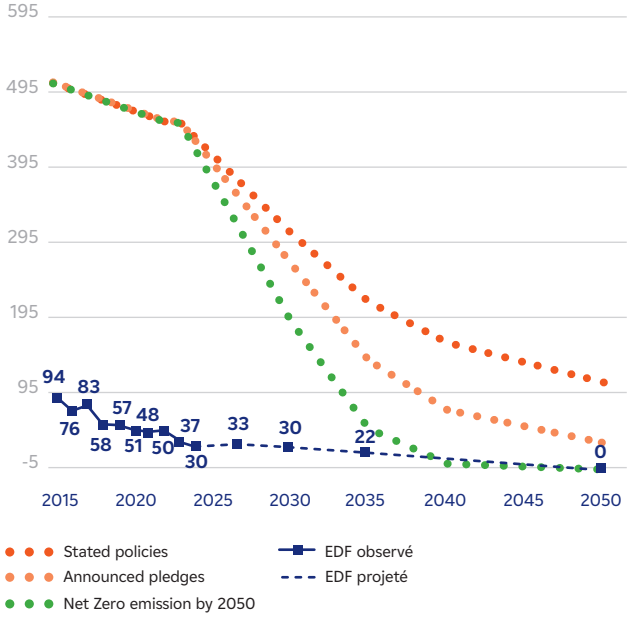
(1) Vs 2019.
(2) Sur les 3 Scopes.

La cible de réduction des émissions indirectes s'applique à l'ensemble des émissions Scope 3 du Groupe, et permet d'assurer que le Groupe s'engage sur une trajectoire court terme compatible avec un réchauffement de 1,5 °C. Elle s'appuie sur les scénarios compatibles avec l'Accord de Paris. EDF vise une réduction d'émissions de 30 % en 2027, 35 % en 2030, et 45 % en 2035, comparé à 2019, sur l'ensemble du Scope 3. Cela représente une réduction en absolu d'environ 54 $MtCO_2e$ en 2035 par rapport à 2019. En 2024, le Groupe a réduit ses émissions Scope 3 de 39 % par rapport à 2019.

3.2.2.1.3.2.4. Labellisation de la trajectoire d'émissions du Groupe

Le niveau d'ambition des objectifs de réduction d'émissions du Groupe déclinés dans les paragraphes précédents a été évalué par Moody's comme s'inscrivant dans une trajectoire d'émissions compatible avec un scénario de réchauffement de 1,5 °C [1]. Depuis la validation de cette trajectoire début 2024, l'ambition Scope 3 du Groupe a été rehaussée (voir 3.2.2.1.3.2.3. Réduction des émissions de la chaîne de valeur). Moody's s'appuie, comme SBTi, sur les courbes sectorielles des scénarios de l'AIE (voir le graphique au périmètre monde). La comparaison avec la trajectoire d'EDF démontre que les émissions cumulées en intensité du Groupe sont bien inférieures au scénario Net Zero de l'AIE, et que ses objectifs à court, moyen et long termes sont compatibles avec un tel scénario.

Courbes sectorielles des scénarios de l'AIE des émissions directes (intensité carbone au niveau mondial [2] et pour EDF en gCO_2/kWh)



Les scénarios Stated policies (STEPS), Announced pledges (APS) et Net Zero emission (NZE) sont les trois scénarios mondiaux considérés par l'AIE dans le World Energy Outlook 2024.

Le scénario STEPS est le scénario tendanciel, conduisant à un réchauffement de 2,4 °C en 2100.

Le scénario APS correspond à la mise en œuvre de tous les engagements climat pris par les pays, conduisant à un réchauffement estimé à 1,7 °C.

Le scénario NZE est le scénario le plus ambitieux, permettant de limiter le réchauffement à 1,6 °C autour de 2040 avant de revenir à 1,4 °C en 2100.

Par ailleurs, la trajectoire de réduction de l'empreinte carbone du groupe EDF, tous Scopes d'émission de gaz à effet de serre confondus, est cohérente avec l'ambition de maintenir le réchauffement mondial à 1,5 °C et avec les vitesses de réduction des émissions envisagées dans le scénario *Net Zero Emission* de l'AIE (données IEA WEO 2024).

Objectifs de réduction des émissions vs 2017	2030	2035	2050
Groupe EDF (tous Scopes)	-42 %	-53 %	-90 %
IEA APS (Well Below 2 °C)	-10 %	-31 %	-68 %
IEA NZE (1,5 °C)	-29 %	-63 %	-98 %

(1) Pour plus de détails, voir le rapport d'évaluation « *Net Zero* Assessment » de Moody's : www.moodys.com/researchdocumentcontentpage.aspx ?docid=PBC_1395660
(2) Les courbes présentées représentent l'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur au niveau mondial.

L'année de référence choisie, 2017, correspond à la première année de publication du bilan GES EDF. Cette année de référence reste représentative en 2024 en termes de périmètre et d'influence de facteurs externes : les évolutions par rapport au périmètre actuel des activités du Groupe et l'influence de facteurs externes dans les évolutions du bilan Groupe ont toutes été tracées. Ces évolutions n'atteignent pas un seuil de matérialité nécessitant un recalcul de l'année de référence.

L'année 2025 marque les 10 ans de l'Accord de Paris, qui a été adopté le 12 décembre 2015 à la COP21, et qui a motivé le développement de politiques climatiques ambitieuses en Europe et dans le monde entier. Le groupe EDF peut se prévaloir d'avoir divisé par 3 ses émissions directes Scope 1 depuis 2015 (de 60,4 $MtCO_2e$ en 2015 à 16,8 $MtCO_2e$ en 2024) et par 3 son intensité carbone (de 95 gCO_2/kWh en 2015 à 30 gCO_2/kWh en 2024), tout en maintenant son titre de plus grand producteur d'électricité décarbonée au monde, c'est-à-dire sans émission directe de CO_2.

Les objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 que le Groupe s'était fixés en 2020, avaient été validés en décembre 2020 comme s'inscrivant dans une trajectoire *Well Below 2* °C par l'initiative *Science Based Targets (SBTi)* [1] selon leur méthodologie spécifiquement développée pour le secteur électrique [2].

Ces objectifs SBTi à 2030 se déclinent ainsi :

- réduction de 50 %, comparé à 2017, des émissions de Scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finaux ;
- réduction de 28 %, comparé à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finaux (Scope 3).

Le Groupe a choisi de ne pas soumettre ses nouveaux objectifs à SBTi dans l'attente d'une évolution de leur méthodologie (processus en cours). La méthodologie actuelle revient à fixer une cible de réduction en intensité carbone identique pour tous les électriciens (environ - 77 % entre 2017 et 2030) quelle que soit leur intensité carbone initiale, ce qui pénalise fortement les acteurs déjà bien avancés dans leur décarbonation comme EDF.

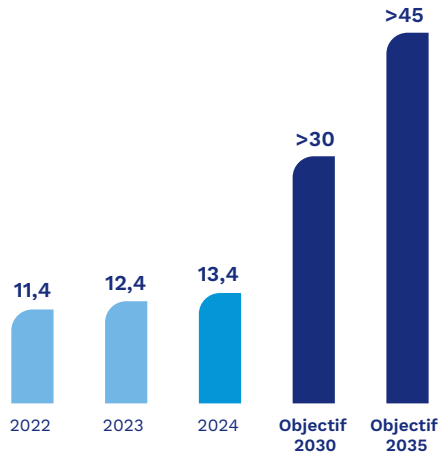
Il est entendu néanmoins qu'il n'existe pas à ce jour de consensus sur des cibles ou trajectoires de réduction des émissions de gaz à effet de serre déclinées au niveau d'une entreprise (les objectifs étant fixés au niveau des États) et qui puissent permettre de garantir la compatibilité d'une stratégie avec un scénario limitant le réchauffement de la planète à 1,5 °C conformément à l'Accord de Paris.

Au 31 décembre 2024, le groupe EDF n'est pas exclu des indices de références « Accord de Paris », reconnaissance de la compatibilité du modèle d'affaire du Groupe avec une décarbonation rapide.

3.2.2.1.3.3 Émissions évitées

EDF s'est fixé un objectif d'éviter 30 millions de tonnes d'émissions de CO_2 à l'horizon 2030, et 45 millions de tonnes d'ici 2035, grâce à la vente des produits et services innovants. Ces cibles permettent de s'assurer qu'EDF propose des solutions et promeut les leviers de décarbonation auprès de ses clients, contribuant ainsi à la décarbonation de l'économie, comme mis en avant dans les plans d'action d'électrification des usages.

Émissions évitées (en $MtCO_2$)



Précisions sur les indicateurs

Cet indicateur couvre les activités suivantes, exercées par EDF SA, Dalkia, Luminus, EDF Energy, et Edison : développement des énergies renouvelables dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; production photovoltaïque (installations vendues aux clients et autoconsommation, à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles, vente de biométhane aux véhicules légers, hydrogène. L'indicateur correspond à l'écart entre les émissions du produit/service vendu et les émissions d'un scénario de référence fixé pour chaque produit/service. Il est calculé en incluant les émissions directes et indirectes de l'analyse du cycle de vie sur une base annuelle.

Bien qu'il n'existe pas à ce jour de référence externe reconnue permettant de déterminer les émissions évitées chez les clients par les produits et services vendus, EDF s'appuie sur des principes de calcul alignés sur les pratiques les plus couramment constatées, sur la base de contrefactuels conservateurs, et en toute transparence (la méthodologie utilisée est disponible publiquement [3]). En parallèle, EDF s'implique dans divers travaux français et internationaux qui visent à développer de telles méthodes de référence. Le résultat 2024, qui correspond à 45 % de la cible à 2030, porte sur une partie seulement des produits et services commercialisés par EDF. Il est amené à croître au cours des années à venir, dans la mesure des évolutions possibles de la méthodologie visant à rester en ligne avec les pratiques externes.

EDF a développé cet indicateur à partir de 2021 sur une première liste de produits et services, puis a élargi les produits services considérés en 2022. Depuis 2022, les produits et services pris en compte dans l'indicateur sont inchangés et les cibles 2030 et 2035 sont établies sur la même base. Les produits et services pris en compte sont des produits importants pour EDF, suffisamment bien définis pour permettre l'élaboration d'une méthode de calcul auditable, et générant un volume significatif d'émissions évitées aujourd'hui ou à l'avenir.

(1) Initiative lancée à la suite de l'Accord de Paris en 2015 par les quatre organisations suivantes : CDP, UN Global Compact, World Resources Institute et World Wild Fund.
(2) *Setting 1,5 °C aligned science-based targets – quick start guide for electric utilities*, CDP, juin 2020.
(3) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-d-entreprise/neutralite-carbone-et-climat/emissions-evitees

3.2.2.1.3.4 Crédits carbone

En 2024, EDF a financé des projets de réduction d'émission et d'absorption via des crédits carbone à hauteur de 1 070 tCO_2e. Les crédits retirés par le Groupe correspondent à des initiatives en interne sur des projets ou périmètres spécifiques, par exemple une contribution carbone à hauteur des émissions de transports au sein d'une entité donnée. Le projet Label Bas Carbone correspond à un projet forestier, les crédits Gold Standard et Verra correspondent à des solutions technologiques.

Crédits carbone retirés	2024
Total (tCO_2e)	1 070
Proportion de projets de réduction (%)	27
Proportion de projets de séquestration (%)	73
Label Bas Carbone (%)	73
Gold standard/Verra VCS (%)	27
Projets en Union européenne (%)	73
Projets soumis à un ajustement correspondant (%)	0

EDF planifie de retirer à l'avenir des unités de réduction d'émissions associées à son investissement dans le projet de Chambord (voir la section 3.2.2.1.2.3.1 « Contribution carbone »), correspondant à un total de 18 075 tCO_2e certifiées et créditées, dont environ 5 000 tCO_2e pour répondre à l'obligation réglementaire dans le cadre du Fonds de compensation carbone (voir la section 3.2.2.1.2.3.1 « Financement de projets en dehors de la chaîne de valeur »).

Par ailleurs, l'engagement *Net Zero* du Groupe implique l'achat et l'annulation de crédits carbone pour neutraliser ses émissions résiduelles à horizon 2050, à hauteur de maximum 10 % des émissions de l'année de référence du Groupe. Cela pourrait représenter environ 16 $MtCO_2e$ maximum tous les ans à partir de 2050. Ces crédits ne sont à date pas contractualisés.

Enfin, EDF retire également des crédits dans le cadre d'offre de fourniture d'énergie destinées aux clients du Groupe : à ce titre, ces crédits ne sont pas considérés comme financés par le Groupe mais bien au bénéfice des clients en question.

Précisions sur les indicateurs

Les valeurs reportées dans le tableau reposent sur les volumes de crédits retirés en 2024 pour les projets financés par le Groupe. Ne sont pas reportés les volumes retirés pour des tiers, typiquement dans le cadre d'offres de fourniture d'énergie associées à une contribution carbone.

3.2.2.1.3.5 Développement de la production bas carbone

Le développement de la production bas carbone est une des quatre ambitions stratégiques partagées par le Groupe en 2024. Cette production doit permettre la décarbonation des mix énergétiques et la réponse à la demande liée à l'électrification des usages.

Le Groupe ambitionne de maximiser la disponibilité du parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance, de construire de nouveaux réacteurs (EPR2 et NUWARD) et d'accélérer le développement des énergies renouvelables avec plus de 8 GW bruts mis en service/an en moyenne à horizon 2035, vs 3,2 GW bruts/an en 2024.

Le Groupe ambitionne de développer des solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique et assurer l'équilibre offre-demande. En complément de la flexibilité déjà apportée par les parcs nucléaire et hydroélectrique, le Groupe va développer des moyens de stockage et « verdir » des moyens de production thermique à flamme et va poursuivre le développement de solutions de flexibilité côté clients.

				Performance	
Cible	Référence	Revue	Périmètre	2023	2024
8 GW/an brut ENR mis en service/an à horizon 2035	2,9 en 2023	Annuelle	Activités propres	2,9	3,2

3.2.2.1.3.6 Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique

Consommation d'énergie et mix énergétique

Les indicateurs de consommation d'énergie présentés ci-dessous sont considérés moins pertinents pour un énergéticien intégré comme EDF, dont le rôle dans la décarbonation de l'économie va bien au-delà de sa consommation propre.

En MWh PCI [1]	Consommation d'énergie totale *(somme « Scope 1 » et « Scope 2 »)*	Consommation de combustibles pour les activités de l'entité « Scope 1 »	Consommation d'électricité, de chaleur et de froid « Scope 2 »
Consommation d'énergie provenant du charbon (a)	1 411 310	1 353 097	58 213
Consommation d'énergie provenant de produits pétroliers (b) *(fioul lourd + fioul léger)*	11 904 719	11 817 678	87 041
Consommation d'énergie provenant de gaz naturel (c)	60 770 891	*60 149 673*	621 218
Consommation d'énergie provenant d'autres sources fossiles	621 218	544 717	76 501
Consommation totale fossile (a+b+c)	**74 708 138**	**73 865 165**	**842 973**
Part de fossiles dans la consommation totale d'énergie (en %)	81,4 %	87,5 %	11,4 %
Consommation d'énergie provenant de source nucléaire	4 422 281	**Non applicable [3]**	4 422 281
Part de nucléaire dans la consommation totale d'énergie (en %)	4,8 %	-	59,9 %
Consommation d'énergie provenant de source renouvelable *(biomasse, biogaz et bois respectant les critères de durabilité)*	**12 649 211**	**10 531 476**	**2 117 735**
Part de renouvelables dans la consommation totale d'énergie (en %)	13,8 %	12,5 %	28,7 %
CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE	**91 779 630**	**84 396 641**	**7 382 989**
Intensité énergétique (consommation totale d'énergie par chiffre d'affaires du Groupe [2])	786		

(1) Pouvoir calorifique inférieur du combustible.

(2) Chiffre d'affaires consolidé hors trading (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024).

(3) L'uranium utilisé dans les centrales EDF n'est pas considéré comme une énergie finale.

Pour la production d'énergie renouvelable et non renouvelable du Groupe, voir la section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires ».

Précisions sur les indicateurs

Ces indicateurs reposent sur les méthodes et hypothèses suivantes : les valeurs pour le « Scope 1 » sont obtenues en multipliant la consommation du combustible considéré (cf. section 3.2.6.2.2 « Cible et indicateurs relatifs aux ressources entrantes ») par le PCI associé (valeur issue de l'entité la plus contributrice du Groupe en termes de consommation du combustible considéré). Les valeurs pour le « Scope 2 » sont obtenues du Bilan carbone, en ventilant celles-ci pour chaque entité du Groupe, par nature d'énergie, en utilisant le mix électrique moyen du pays où se situe majoritairement l'entité (données sources IEA [1] et en complément *Lowcarbonpower* [2]).

3.2.2.2 Adaptation au changement climatique

Le dérèglement climatique, auquel chacun assiste, est sans précédent à une échelle de temps aussi courte. La température moyenne de la planète a déjà augmenté de près de 1,2 °C depuis 1750. Ce réchauffement va de pair avec une hausse du niveau de la mer, une augmentation variable selon les régions du monde de la fréquence et de la gravité des catastrophes naturelles. Il participe à une érosion de la biodiversité à l'échelle mondiale. Le risque climatique est une réalité déjà tangible dont les effets vont s'accentuer dans les prochaines années.

Avec des installations dont la durée de vie technique dépasse potentiellement 40 ans, le groupe EDF est, parmi les acteurs non étatiques, l'un des industriels les plus exposés aux conséquences physiques du changement climatique. De ce fait, le risque climatique a été reconnu comme risque prioritaire à l'échelle du groupe EDF depuis 2018, après avoir commencé à y travailler dès les années 1990 et les premiers rapports du GIEC.

L'adaptation au changement climatique est la démarche d'ajustement au climat actuel, à son évolution et à ses conséquences. Il s'agit à la fois de réduire les effets préjudiciables du changement climatique et aussi de tirer parti des éventuelles opportunités associées.

3.2.2.2.1 Politique liée à l'adaptation au changement climatique

Le groupe EDF s'est fixé un ensemble d'engagements dans le cadre de sa démarche d'adaptation au changement climatique :

- évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures ;
- adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes ;
- intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations ;
- adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique ;
- prendre en compte la dimension écosystémique du dérèglement climatique.

Cette politique énonce notamment que les entités les plus exposées aux conséquences physiques du changement climatique élaborent un plan d'adaptation au changement climatique et le mettent à jour tous les 5 ans. Ces plans sont validés en Comité stratégique RSE.

(1) www.iea.org
(2) lowcarbonpower.org

Le groupe EDF salue la mise en œuvre de la troisième version du Plan national d'adaptation au changement climatique, construit autour d'une Trajectoire de réchauffement de référence pour l'adaptation au changement climatique (TRACC) correspondant à un réchauffement de +4 °C en France à l'horizon 2100, soit +3 °C au niveau mondial par rapport à la période préindustrielle. Néanmoins, EDF privilégie l'utilisation des données CMIP6 par le Service climatique interne pour les applications industrielles.

3.2.2.2.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière d'adaptation au changement climatique

Une stratégie globale de résilience

Dès 1999, les tempêtes Lothar et Martin ont conduit EDF à travailler sur la prévention des impacts physiques du climat sur ses activités. Suite à la canicule de l'été 2003, le groupe EDF s'est doté d'un plan « Aléas climatiques » en 2004, puis d'une stratégie d'adaptation au changement climatique en 2010.

La stratégie d'adaptation du groupe EDF couvre les ouvrages de production dont la durée de vie est supérieure à 40 ans, comme les centrales nucléaires et les barrages hydroélectriques. Les entités concernées du groupe EDF sont tenues de prendre en compte les risques climatiques (physiques et de transition) dans l'élaboration de leur cartographie des risques [1]. Pour ces études d'impact et de dimensionnement, EDF considère systématiquement plusieurs scénarios d'évolution des émissions mondiales de gaz à effet de serre à horizons jusqu'à 2100, dont au moins un scénario pénalisant en termes d'émission de gaz à effet de serre tel que le scénario SSP3-7.0.

Le programme ADAPT et le plan d'action CEMA [2]

Le programme ADAPT vise à sécuriser la production des sites thermiques et nucléaires français en anticipant les conséquences du dérèglement climatique, en préservant les ressources planétaires.

La démarche est articulée autour de 3 axes :

- comprendre le dérèglement climatique et ses effets à l'échelle des territoires en intégrant son caractère systémique pour imaginer les futurs climatiques des territoires ;
- évaluer les impacts du dérèglement climatique sur les installations mais aussi sur l'écosystème territorial des centrales ;
- agir pour mobiliser les acteurs internes et externes en raison des dimensions évolutives et systémiques du dérèglement climatique et de ses conséquences, pour adapter son outil de production et contribuer à l'habitabilité des territoires.

ADAPT développe une approche systémique de l'adaptation au dérèglement climatique :

- prise en compte des parties prenantes et association à la définition des critères de résilience et des mesures d'adaptation ;
- intégration des interlocuteurs contractuels et non contractuels.

Le programme se structure autour de l'habitabilité des territoires. À ce titre, il couvre la biodiversité, la séquestration carbone et l'adaptation des milieux. Il s'attache à répondre aux effets induits sur l'acceptabilité sociale et sociétale de ses activités. ADAPT identifie des engagements et investissements dits « immédiatement intéressants ». Dans ce cadre et au regard du retour d'expérience de l'été 2022 et des contraintes liées à la conception des systèmes et matériels, la démarche identifiant les investissements appropriés a été mise en place avec la Direction Nucléaire d'EDF et le programme Grand Carénage. Elle cible les impacts du changement climatique déjà visibles, en particulier en matière d'optimisation de la production et de sobriété en eau.

ADAPT est complémentaire à la Direction Nucléaire d'EDF et au Grand Carénage qui intègrent le dérèglement climatique dans tous les processus, en particulier les visites décennales à venir, en impliquant les unités concernées.

ADAPT veille à ce que les mesures d'atténuation et d'adaptation s'inscrivent dans la durée et ne constituent pas des *maladaptations* [3]. L'analyse est complémentaire aux travaux d'ingénierie pour tenir compte du caractère systémique et évolutif des conséquences du dérèglement climatique.

Le programme ADAPT, *via* CEMA, réalise des diagnostics territoriaux utilisables comme aide à la préparation des stratégies d'adaptation des territoires. Cette étude permet une analyse grandeur nature de l'ensemble des dimensions du projet : des installations industrielles aux écosystèmes contractuels et non contractuels. La méthodologie mise en œuvre pour le site de Chooz a été élargie à Cattenom, Nogent-sur-Seine, Gravelines, Belleville-sur-Loire, Chinon, Dampierre et Saint-Laurent-des-Eaux.

Sur le parc thermique fossile, les exigences réglementaires en période de sécheresse ont été mises en œuvre à l'été 2023, et des expérimentations permettant de réduire les températures des bâtiments ont été menées, pour accroître la résilience des centrales au changement climatique (voir la section 3.2.2.3.4 « L'analyse scénarisée des risques physiques »).

À titre d'illustration, ADAPT consiste en :

- des **solutions techniques** qui s'inscrivent dans la démarche des investissements immédiatement intéressants et dans le plan eau 2024 (sobriété, disponibilité et qualité de l'eau) ;
- des **solutions fondées sur la nature :** ripisylves, restauration de zone humide, tourbières…
- des **programmes de recherche coordonnés par R-ADAPT.**

ADAPT travaille sur les benchmarks avec les outils de production situés en zones sensibles et s'implique dans les retours d'expérience sur les évènements extrêmes (Ciaran, Kirk).

Le plan ARCHE d'adaptation des ouvrages hydrauliques

La survenue d'évènements climatiques majeurs de plus en plus répétés comme la prise en compte de l'accentuation de la variabilité hydrométéorologique liée au changement climatique et ses conséquences économiques [4] ont conduit EDF à mettre en place un plan d'adaptation du parc de production hydroélectrique exploité par EDF en France continentale nommé « ARCHE » (Adaptation et résilience au changement climatique de l'hydraulique à EDF).

Le plan ARCHE est structuré autour des 3 enjeux majeurs :

- préserver la sûreté des installations et des personnes ;
- maintenir un haut niveau de performance économique et environnementale ;
- maintenir une contribution essentielle dans la gestion du multi-usage de l'eau (qui concerne 2/3 des concessions) en France continentale (stockage/déstockage des réservoirs, atténuation des crues, etc.).

Pour y répondre, le plan fixe 4 axes principaux qui se décomposent en une trentaine d'actions (liste *infra* non exhaustive) :

Adapter la connaissance du Groupe

- Sur les impacts sur les ouvrages du Groupe par la démarche d'évaluation et d'actions d'adaptation aux phénomènes extrêmes avec quinze réévaluations d'études de crues extrêmes réalisées en 2023 et 2024. Ces études sont des données d'entrées des Études de Dangers Barrage (exigées dans la réglementation relative à la sécurité des ouvrages hydrauliques et transmises aux DREAL) qui concluent pour chaque ouvrage concerné sur la maîtrise des différents risques, en particulier le risque de crue.

(1) Voir la section 3.2.2.3 « Résilience du modèle d'affaire face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques".

(2) CEMA : Comprendre Évaluer Mobiliser Agir.

(3) Une *maladaptation* se produit quand des stratégies d'adaptation au changement climatique produisent des effets néfastes et indésirés pour certaines populations et/ou leur environnement – en particulier quand elles rendent des populations plus vulnérables au changement climatique à la suite de leur mise en place.

(4) L'accentuation de la variabilité hydrométéorologique liée au changement climatique pourrait conduire à des variations annuelles du productible de plus de 20 TWh (soit 50 % de sa production moyenne) entre une année très humide et une année très sèche.

- Sur les données et les modèles avec le service climatique d'EDF dont les 2 principales actions 2024 ont été :
  - > inter-comparaison des projections des bases de données climatiques (Euro-Cordex, CMIP5, CMIP6, approche TRACC) ;
  - > contribution au projet national EXPLORE 2 piloté par INRAE et Météo France avec le partage du modèle EDF, le seul avec un module intégrant l'évolution des glaciers.
- Sur les scénarios de climat futur, de disponibilité de la ressource naturelle, de la pression des usages, des équilibres entre offre et demande en eau, de la performance des dispositifs de gestion avec la mise en place du Jumeau Numérique de Bassin (JNB) Versant Loire-Vienne, maquette numérique des processus naturels ou anthropiques qui composent le cycle de l'eau à l'échelle du bassin versant de la Loire.

Adapter le patrimoine du Groupe

- En imaginant des adaptations pérennes comme avec la prise d'eau de l'usine hydroélectrique des Bois qui turbine l'eau de la fonte de la Mer de Glace à Chamonix avec une prise d'eau initialement vulnérable à la fonte du glacier. Une étude approfondie pour accroître la résilience dans l'adaptation en étant indépendant de la vitesse de fonte du glacier a conduit à la mise en place d'une nouvelle prise d'eau en surface en aval.
- En conciliant adaptation de l'activité économique du Groupe et résilience des territoires comme avec le projet de STEP de Vouglans - Saut-Mortier (Ain) dont les travaux lancés en 2024 permettront de rendre le territoire plus résilient au changement climatique. Le nouvel équipement vise à la fois à favoriser la production à l'aval et à accroître la qualité des services rendus au territoire. Sa fonction pompe-turbine permet d'accroître la capacité de stockage d'eau et de gagner en flexibilité énergétique pour faire face aux pics de consommation, *via* une augmentation de 18 MW de puissance. À noter que les besoins de soutien en débit de la Basse Rivière d'Ain à l'horizon 2055 ont été modélisés par EDF en intégrant les tendances prospectives liées au changement climatique pour fiabiliser la rentabilité comme le bénéfice externe du projet.

Adapter l'exploitation du Groupe

- Par une réflexion sur la résilience de ses organisations (gestion de crise, adaptation des consignes d'exploitation) face à ces réévaluations de phénomènes extrêmes (crues, grand froid, tempêtes, etc.) dans le cadre du programme CREDOH (Conformité réglementaire des ouvrages hydrauliques) qui intègre les études et travaux éventuellement nécessaires sur chaque ouvrage compte tenu de la conclusion de chaque Étude de Danger mise à jour (voir *supra*) ;
- Par une démarche intégrée des ingénieries hydrauliques d'EDF porté par le projet « Hydroscope » qui vise à développer l'expertise et industrialiser les outils d'aide à la décision sur les modes de gestion de l'eau à l'échelle des bassins versants avec, par exemple la mise en œuvre d'un simulateur de cote de retenue comme outil d'aide à la décision opérationnelle pour le multi-usage de l'eau en contexte de changement climatique développé pour 3 retenues en Région Sud (Serre-Ponçon, Saint-Cassien et Saint-Peyres).

Adapter le positionnement et la communication du Groupe

- Avoir une communication « juste » avec le lancement d'une étude ACV sur le parc hydraulique d'EDF en 2024 afin de mettre à jour la valeur d'émission du kWh produit (calculé à 6 gCO_2/kWh en 2010).
- Construire une vision partagée avec les parties prenantes du Groupe comme lors des 8e Rencontres de Bassin Rhône Méditerranée en octobre 2024, en présence du Président d'EDF, dont le thème était « Changement climatique : agissons ensemble pour l'eau, l'énergie et la biodiversité ».

Adaptation des réseaux de distribution

Avec 1,4 million de kilomètres de câbles électriques répartis sur tout le territoire, le réseau de distribution d'Enedis représente une distance équivalente à 35 fois le tour de la Terre et est le plus grand d'Europe. Enedis est naturellement en première ligne face aux intempéries et aux effets du changement climatique. De ce fait, Enedis a établi un Plan d'Adaptation aux Aléas Climatiques du réseau de distribution qui vise à renforcer le réseau de distribution, en remplaçant les câbles les plus fragiles et en enterrant les lignes les plus exposées aux risques climatiques, notamment dans les régions boisées particulièrement sensibles aux tempêtes et aux incendies. Créée à la suite de la tempête de 1999, la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) est un dispositif d'urgence qui permet à Enedis de mobiliser des moyens considérables en quelques heures lors d'évènements climatiques majeurs, et cela afin de rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. La FIRE compte actuellement 3 500 techniciens formés aux situations de crise et 10 plates-formes logistiques de stockage réparties à travers le pays, permettant le déploiement de 3 500 groupes électrogènes. Avec la Force d'Intervention Rapide Electricité (FIRE), Enedis peut mobiliser jusqu'à 3 000 personnes en 24 heures en cas d'évènement climatique extrême. Le Groupe a démontré sa capacité à gérer efficacement des situations de crise climatique grâce à la FIRE.

En 2024, 2 600 km de réseaux HTA aériens et 4 150 km de réseaux BT aériens nus ont été déposés[1].

En Corse et dans les territoires d'outre-mer, EDF SEI s'appuie sur la solidarité entre les territoires corse et ultramarins (FIRE SEI), et sur la FIRE Enedis lors des évènements climatiques impactant de manière importante le réseau.

Adaptation des territoires insulaires

Dans les territoires insulaires, en complément d'activités de production d'électricité, EDF joue le rôle de gestionnaire de réseau et assure le transport et la distribution de l'électricité. Le risque cyclonique est considéré comme majeur pour ces infrastructures notamment pour les Antilles (Martinique, Guadeloupe, Saint-Martin et Saint-Barthélemy) et pour la Réunion.

Les réseaux ultra-marins ont été construits conformément à une réglementation qui a progressivement accentué les critères de tenue mécanique des ouvrages aux aléas climatiques. Leur résistance mécanique à des cyclones puissants fait l'objet d'études en vue de travaux de confortement.

EDF SEI travaille à l'insensibilisation du réseau aux risques cycloniques selon trois grands modes d'actions :

- enfouissement systématique des nouveaux réseaux de moyenne tension posés, notamment dans le cadre des raccordements de moyens de production renouvelable ;
- enfouissement progressif des réseaux de moyenne tension existants en fonction de leur importance pour l'alimentation des clients ;
- renforcement mécanique ponctuel du réseau de haute tension.

Les bâtiments qui abritent les ouvrages électriques (postes sources) sont construits selon les normes cycloniques et sismiques.

En 2024, les actions suivantes ont été menées :

- une politique de résilience HTB est en cours de préparation pour les cyclones de forte intensité ;
- des études R&D auprès du service climatique ont été définies afin d'améliorer la connaissance d'aléas climatique et des impacts de leur évolution sur des aménagements et sur les débits de cours d'eau alimentant des installations hydroélectriques ;
- des études ont été mises en œuvre pour mieux appréhender la résistance des pylônes à des vents intenses ;
- enfin, dans le cadre de raccordements ou d'enfouissement de lignes, 142 km de réseau HTA souterrain ont été posés en 2024. 41 km de réseau HTA aérien ont été déposés dans la même période.

(1) Par ailleurs, les nouvelles lignes moyenne tension (HTA) sont réalisées en souterrain, et pour la basse tension (BT), en technique souterraine ou discrète. Voir aussi la section 3.2.5.2.2 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité ».

Le 15 janvier 2024, le cyclone Belal a touché La Réunion, avec des vents violents causant des dégâts importants au réseau électrique. Après la levée de l'alerte rouge, les équipes d'EDF ont pu intervenir sur le terrain, rétablissant l'électricité pour 90 % des 150 000 clients affectés en 48 heures. Des moyens significatifs ont été mobilisés : 200 techniciens, 50 véhicules, 6 hélicoptères, ainsi que la FIRE Enedis et SEI, avec des renforts d'Enedis et d'EDF Corse. Les travaux d'urgence ont été suivis de travaux de consolidation du réseau tout au long de l'année 2024.

Le 14 décembre 2024, le cyclone tropical Chido a frappé Mayotte, causant d'immenses dégâts humains et matériels, notamment au réseau électrique. Face à l'ampleur des dégâts, le groupe EDF s'est immédiatement mobilisé pour appuyer Électricité de Mayotte (EDM [1]) dans le rétablissement de l'accès à l'électricité et la reconstruction du réseau électrique en déployant des moyens matériels et humains, en étroite coopération avec les pouvoirs publics. Cette mobilisation au 4 janvier 2025 comprenait : 75 salariés du groupe EDF poursuivant les opérations en appui d'Électricité de Mayotte : 48 salariés d'Enedis, membres de la FIRE, 17 salariés d'EDF SEI, 10 salariés de la Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN). La FARN, spécialisée dans la gestion de crise, a également permis d'apporter des moyens logistiques supplémentaires avec l'installation de 2 bases vie. 200 tonnes de matériels de réseau, 60 véhicules et 220 groupes électrogènes ont été déployés par le groupe EDF.

Adaptation des projets solaires, éoliens et stockages

Le plan d'adaptation d'EDF Renouvelables vise à appréhender plus finement les risques climatiques liés au développement de projets solaires, stockages et éoliens, notamment en termes d'exposition à des évènements extrêmes (tempêtes, inondations...) et à adapter les actifs en conséquence (résistance des équipements électroniques à la chaleur, système de drainage et étanchéité, etc.).

Les parcs solaires sont particulièrement sensibles aux risques climatiques aigus, notamment ceux liés aux vents violents, aux fortes précipitations et aux tempêtes de grêle, tandis que les parcs éoliens peuvent être davantage affectés par l'évolution de la production d'électricité due à des changements dans la configuration des vents. EDF Renouvelables, dans le cadre de son plan d'adaptation, a mis en place un ensemble d'actions afin d'améliorer le design des infrastructures (particulièrement sur les panneaux solaires) ainsi que pour améliorer la prévision du productible. Cela inclut un programme R&D visant à mieux caractériser l'intensité et la fréquence des évènements climatiques extrêmes en mettant l'accent sur les régions stratégiques pour le développement de projets.

La conception des projets de parcs solaires intègre les risques liés aux vents extrêmes et aux inondations. Les structures sont conçues pour résister à des vitesses de vent élevées, tandis que les systèmes de drainage sont améliorés pour atténuer les risques d'inondation. De plus, l'étanchéité est renforcée pour garantir une protection optimale contre les inondations. L'incertitude du productible liée à l'évolution des régimes de vent est intégrée dans le développement des actifs éoliens.

Adaptation et coûts des assurances risques naturels

Les risques climatiques peuvent donner lieu à des primes d'assurances plus élevées et à une couverture moindre des actifs dans certaines zones exposées (franchises plus élevées, limites de garanties réduites). En France, par exemple, le taux de la prime catastrophe naturelle est passée de 12 % à 20 % en janvier 2025.

Les contrats d'assurance étant renouvelés régulièrement (tous les 1 à 2 ans), les impacts à long terme du changement climatique sur un risque donné ont une influence réduite sur les conditions d'assurances à court terme. Toutefois, on peut prédire une hausse à moyen/long terme des coûts moyens d'assurance, même si des fluctuations sont possibles sur ces marchés très volatils. La politique d'adaptation au changement climatique d'EDF et les plans d'actions associés aux efforts d'adaptation contribuent à augmenter la robustesse des infrastructures face aux aléas extrêmes et nourrissent ainsi les échanges avec les assureurs.

Des investissements d'adaptation

Les ressources investies par le Groupe au titre de l'adaptation au changement climatique s'élèvent, selon les estimations réalisées en 2024, à 818 M€ et représentent 3 % des investissements du Groupe.

Les investissements en matière d'adaptation identifiés à ce jour portent sur l'adaptation des réseaux de distribution à travers Enedis et ses actions visant à renforcer son réseau face aux aléas climatiques pour 703 M€, sur l'adaptation des territoires insulaires notamment par les actions d'EDF SEI et le renforcement de ses installations face au risque de submersion ainsi que sur des actions d'adaptation des ouvrages hydroélectriques en France métropolitaine et dans les territoires insulaires pour 13 M€ en 2024, d'adaptation des projets de stockage et d'adaptation des projets solaires et éoliens pour améliorer la production et la prévision du productible.

Les investissements sont également réalisés dans les activités du nucléaire pour 7 % et estimés à 60 M€ avec la mise en œuvre du programme ADAPT qui vise à sécuriser la production des sites thermiques et nucléaires français en anticipant les conséquences du dérèglement climatique et en préservant les ressources planétaires. Les ressources investies dans ce programme au titre de l'objectif d'adaptation sont en cours de chiffrage et le montant ci-avant présenté pour l'année 2024 est une estimation basse des investissements réels engagés par le Groupe.

Des dépenses en faveur de l'adaptation au changement climatique

En 2024, 2 % de ces dépenses sont consacrés à l'adaptation au changement climatique soit 352 M€ dont notamment 47 M€ au titre de l'effort de recherche et développement identifié et 272 M€ au titre des dépenses consacrées à l'adaptation du réseau. Ces montants reposent sur des données issues d'une collecte réalisée sur l'ensemble des entités du Groupe dans le cadre des travaux engagés pour la première année d'application de la CSRD. Ceux-ci ne sont pas exhaustifs, et sont susceptibles d'évoluer dans le futur à la suite d'analyses complémentaires. Ces travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront, de manière plus fidèle, l'ampleur des dépenses engagées par le Groupe sur l'objectif d'adaptation au changement climatique.

3.2.2.2.3 Cible et indicateur relatifs à l'adaptation au changement climatique

EDF s'est fixé l'objectif de mettre à jour l'ensemble des plans d'adaptation de ses entités tous les 2 ans *a minima*. Cet indicateur permet de traduire la structuration, la priorisation et l'industrialisation des actions menées au plus près des entités du Groupe exposées aux risques physiques du changement climatique, et ce en conformité avec les exigences de la TCFD. Il s'agit selon les entités concernées[2] de produire un plan d'adaptation par approche qualitative et/ou quantitative, intégré dans le système de management environnemental. La mise à jour de ces plans d'adaptation est nécessaire dans un contexte d'évolution permanente de l'état des connaissances en matière de projections climatiques, d'évolution de la maturité du groupe EDF sur le sujet, et d'évolution des exigences réglementaires en termes d'adaptation. La cible est de 100 % en 2025.

Précisions sur les indicateurs

La mise à jour du plan d'adaptation est considérée comme effective à la suite d'une validation par le comité de direction de l'entité en question et/ou à la suite d'un passage en Comité Stratégique RSE. La valeur de l'indicateur correspond au pourcentage de l'ensemble des 12 plans d'adaptation des entités, mis à jour *a minima* une fois sur les 24 mois précédant le mois de décembre de l'année de reporting.

(1) Électricité de Mayotte (EDM) a la concession du service public de production, distribution et commercialisation de l'électricité sur le territoire de Mayotte. EDF est actionnaire à 25 %.

(2) Le périmètre pour 2024 : DPNT (Direction Production Nucléaire et Thermique), EDF Hydro, NNF (Nouveau Nucléaire France), EDF PEI, EDF SEI, EDF Energy, Luminus, Edison, EDF Renouvelables, DTEO (Direction Transformation et Efficacité Opérationnelle), Framatome, Dalkia.

Cible	Référence	Revue	Périmètre	Performance 2024
Part des plans d'adaptation mis à jour il y a moins de 2 ans	54 % en 2024	Annuelle	Activités propres et chaîne de valeur	54 %

3.2.2.3 Résilience du modèle d'affaire face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques

Le risque climatique a été reconnu comme risque prioritaire à l'échelle du groupe EDF en 2018. Il a fait l'objet d'un rapport du Conseil Scientifique du Groupe en mars 2019, ainsi que d'une analyse détaillée présentée au Comité exécutif du groupe EDF et au Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration en octobre 2019.

Le groupe EDF s'appuie, pour l'analyse des risques climatiques, sur la classification proposée par la TCFD qui distingue les risques physiques et les risques de transition. Cette classification constitue un cadre général, ajusté et complété par EDF pour tenir compte des particularités de ses activités et des enjeux spécifiques à son secteur, dans le but d'identifier les risques et opportunités climatiques matériels présentés en section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique ». L'analyse de scénarios climatiques participe à l'identification des risques et opportunités. Elle nourrit les choix stratégiques du Groupe et contribue à la résilience de son modèle d'affaires.

L'analyse des scénarios de transition à la maille globale (ex. : scénarios NGFS), régionale (ex. : *Impact assessment report* EU *target* 2040) et locale (ex. : SNBC3 en France) permet d'orienter la stratégie d'entreprise de l'ensemble du groupe EDF.

Concernant les risques physiques, le groupe EDF évalue les impacts du changement climatique sur l'ensemble de ses activités, en s'appuyant sur les scénarios les plus défavorables du GIEC en termes de réchauffement. Cela implique l'adaptation de ses installations existantes, la prise en compte du caractère systémique du changement climatique sur l'environnement socio-économique et les territoires, particulièrement pour les centrales nucléaires, ainsi que l'intégration des hypothèses d'évolution du climat dans la conception de ses nouvelles installations.

3.2.2.3.1 L'analyse scénarisée des risques de transition

Pour l'évaluation de la résilience de sa stratégie par rapport aux risques climatiques, notamment ceux liés à la transition (risques juridiques, technologiques, de marché, de réputation), le groupe EDF se base sur les scénarios développés par le *Network for Greening the Financial System* (NGFS). Ces scénarios, développés par des acteurs académiques de référence pour le compte des banques centrales et superviseurs du réseau NGFS, sont disponibles publiquement et reconnus pour leur pertinence. Les scénarios s'appuient sur trois modèles, dont chacun intègre les dimensions économie-énergie-climat (*Integrated Assessment Models* - IAM). Cette approche multi-modèle permet de minimiser les biais spécifiques à un modèle unique, et de rendre compte des fortes incertitudes qui entourent les effets des politiques de transition vers une économie bas carbone. Par rapport aux modèles plus granulaires centrés sur la modélisation du système électrique, les bouclages macro-économiques qui sont explicitement intégrés dans les scénarios NGFS permettent de conduire l'exercice d'évaluation de résilience dans un cadre suffisamment global.

En cohérence avec les recommandations de la TCFD, le groupe EDF s'appuie, pour cette analyse, sur trois scénarios NGFS tirés des trois familles dans lesquelles les scénarios climatiques sont habituellement catégorisés :

- les scénarios *Hot house world* (Vers un monde plus chaud) ou *Too little too late* (Trop peu trop tard) qui donnent lieu à des hausses de températures à la fin du siècle non compatibles avec l'Accord de Paris ;
- les scénarios *Paris-aligned* qui respectent l'Accord de Paris (*Well-Below* 2° C à 2100) ;
- les scénarios *Paris Ambitious* qui visent la neutralité carbone globale à 2050 (1,5 °C à 2100 avec ou sans dépassement temporaire de l'objectif pour rattraper un retard accumulé).

Le choix d'un scénario parmi chaque famille permet de couvrir un large éventail parmi les futurs possibles. Le scénario *Below 2°C*, dont les sous-jacents se rapprochent du scénario interne de référence du Groupe pour les risques marchés énergies, utilisé notamment pour les tests de dépréciation d'actifs du Groupe, a été choisi comme scénario central. L'analyse consiste à évaluer l'impact financier pour EDF d'une transition plus lente (*Hot house world*) ou plus rapide (*Paris Ambitious*), en estimant le différentiel d'EBITDA dans ces scénarios par rapport au scénario central.

Le groupe EDF rappelle que l'atteinte de la neutralité carbone de manière économiquement et socialement efficace nécessite un signal prix CO_2 suffisamment élevé, afin de guider les usages et les investissements vers les solutions bas carbone. Ceci est un enseignement majeur du scénario *Net Zero* présenté par EDF en début d'année 2024 [1]. Cela implique aussi des prix des différentes énergies qui reflètent leur contenu CO_2. Comme la production d'électricité en Europe repose encore à court et moyen termes sur des moyens de production carbonés [2], le prix de l'électricité intègre une composante CO_2, qui est élevée dans la trajectoire optimale vers la neutralité carbone (*Net Zero*). Le prix du CO_2 est donc un indicateur clé de l'ambition climatique des différents scénarios. En cohérence, les scénarios du NGFS ordonnent les prix du CO_2 selon cette ambition : le prix du CO_2 est plus élevé dans les scénarios *Paris Ambitious*, et le prix du CO_2 est moins élevé dans les scénarios *Hot house world*. Et corrélativement, dans le scénario le plus ambitieux d'un point de vue climatique (*Net Zero, Paris Ambitious*), le prix de l'électricité est plus élevé que dans le scénario central, car c'est cette politique publique qui minimise le coût du système énergétique global tout en atteignant la neutralité carbone. Plus spécifiquement, les estimations quantitatives qui suivent, reposent sur la modélisation MESSAGEix-GLOBIOM de la Phase 4 des scénarios NGFS, car c'est la modélisation qui aboutit aux mix énergétiques et aux prix des énergies les plus en phase avec la vision d'EDF parmi les trois modèles disponibles. Dans une démarche d'amélioration continue, EDF anticipe la publication de nouvelles modélisations pour mettre à jour ses analyses des risques et opportunités climatiques. Par exemple, la Phase 5 des scénarios NGFS, aujourd'hui disponible, pourrait être intégrée aux prochains exercices d'évaluation.

L'exercice d'évaluation de la résilience est conduit sur l'année 2035, qui correspond à un horizon stratégique moyen terme pour le Groupe, permettant de différencier les scénarios climatiques selon leurs effets, notamment sur les pays du G4 (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique). Dans ces pays, EDF est présent en tant qu'acteur de référence dans les moyens de production d'électricité mais aussi avec un portefeuille de clients significatif. Dans le reste du monde, hors « G4 », le Groupe se développe principalement via des modèles d'affaires sans contrôle exclusif de l'actif.

(1) www.edf.fr/sites/groupe/files/2024-03/edfgroup_net-zero-scenario_facts-figures_va.pdf
(2) Source : Annual electricity data, Ember.

Scénarios	**Transition rapide** : **Scénario *Net Zero 2050*** - politiques climatiques ambitieuses débouchant sur la neutralité carbone globale en 2050 et conduisant à une augmentation de température moyenne de +1,4 °C en 2100 avec peu de dépassement ou sans dépassement de la cible. *Net Zero 2050* correspond à une transition ordonnée qui repose sur une implémentation rapide des politiques de décarbonation. **Central** : **Scénario *Below 2 °C*** - augmentation graduelle de l'ambition des politiques climatiques conduisant à une augmentation de température moyenne de +1,6 °C en 2100. La neutralité carbone au niveau global est atteinte après 2070. *Below 2 °C* est un scénario de transition ordonné avec une homogénéité inter-régionale des politiques climatiques. **Transition lente** : **Scénario *Current Policies*** - seules les politiques mises en œuvre actuellement sont préservées, et peu d'innovations technologiques émergent, ce qui conduit à une augmentation de température de +3 °C en 2100 et des risques physiques élevés.
Modèle	Scénarios NGFS, modélisation MESSAGEix-GLOBIOM.
Périmètre	Pays du G4 : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique
Principales variables considérées	Demande finale en énergie, part de la demande en électricité, part du mix énergétique produite par des solutions décarbonées (par pays)... Prix du CO_2 Prix de l'électricité
Horizon temporel considéré	Moyen terme (2035) : l'Europe et la plupart des pays où opère le groupe EDF sont engagés à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. 2035 correspond au point intermédiaire sur la trajectoire 2050. Il s'agit d'une échéance majeure pour la stratégie moyen terme du Groupe, et par ailleurs les scénarios climatiques produisent déjà des effets différenciés à cet horizon.

Le tableau ci-dessous présente les résultats de l'estimation quantitative, conduite dans le cadre de l'analyse scénarisée des risques climatiques sur les actifs de production d'électricité du Groupe à horizon 2035.

		Vs Alignement sur le scénario *Below 2°c*	
Modèle d'affaires du groupe EDF	**Indicateur**	*Net Zero 2050* - Transition rapide	*Current Policies* - Transition lente
Production et commercialisation d'électricité	EBITDA 2035	EBITDA en progression de plus de 5 Mds€	EBITDA en diminution de plus de 5 Mds€

L'électricité décarbonée, le principal levier pour atteindre la neutralité carbone de l'économie

La stratégie de décarbonation optimale consiste à : i) sortir les énergies fossiles du mix énergétique, avant tout en électrifiant les usages et en réduisant la demande d'énergie finale ; ii) produire l'électricité ainsi nécessaire par des technologies décarbonées. Pour le groupe EDF, le renforcement et l'accélération des politiques climatiques visant l'atteinte de la neutralité carbone sont cohérentes avec le modèle d'activité du Groupe, comme décliné dans son projet d'entreprise Ambition 2035, et constituent donc des opportunités plus que des risques pour la valorisation de son activité, basée sur l'accompagnement dans les usages décarbonés et la production d'électricité bas carbone (énergie nucléaire et énergies renouvelables). En cohérence, le scénario *Net Zero* 2050 de NGFS, décliné avec MESSAGEix-GLOBIOM, illustre qu'une stratégie ordonnée pour atteindre la neutralité carbone au niveau mondial repose sur : i) une accélération de l'électrification des usages, ce qui contribue massivement à l'amélioration de l'efficacité énergétique et ainsi, en association avec les actions de sobriété dans les comportements, à la réduction de la demande d'énergie finale ; et ii) sur la décarbonation de la production d'électricité. Mettre en œuvre cette stratégie de manière optimale nécessite d'affecter aux émissions de CO_2 un signal-prix élevé, à la hauteur de leur externalité sur le climat. Le prix du CO_2 élevé favorise la production d'énergie décarbonée : c'est la raison pour laquelle l'EBITDA des activités de production et de commercialisation d'électricité décarbonée du Groupe (énergie nucléaire et énergies renouvelables) est supérieur dans un scénario d'ambition climatique renforcée tel que *Net Zero* 2050, par rapport au scénario de référence *Below* 2°C, et inversement pour le scénario *Current Policies*. Les fourchettes traduisent l'incertitude associée aux variables étudiées, en fonction notamment des choix de modélisation. Le scénario *Net Zero* 2050 voit également une diminution de la part du gaz dans les mix électriques européens à horizon 2035 : la durée d'exploitation des actifs fossiles du Groupe intègre dans son *business plan* l'engagement *Net Zero* du Groupe à 2050 (voir la section 3.2.2.3.2 « Évaluation des émissions verrouillées cumulées »). L'impact sur les activités bas carbone reste largement prépondérant vis-à-vis du reste des activités.

3.2.2.3.2 Évaluation des émissions verrouillées cumulées

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique fossile (gaz, charbon, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil ou encore en Belgique. Par ailleurs, il participe au développement de nouveaux actifs gaz principalement à l'international, qui pourraient donner lieu à des émissions verrouillées comptabilisées dans le Scope 1. Néanmoins, la durée d'exploitation de ces actifs tient compte de la trajectoire carbone du Groupe compatible 1,5°C et intègre dans son *business plan* l'engagement *Net Zero* du Groupe à 2050.

Le Chantier thermique décarboné, lancé en mars 2021, a pour objectif de proposer une stratégie de décarbonation de l'ensemble de ces actifs existants et en développement (voir la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes »).

De manière générale, et dans la mesure où l'appel des installations thermiques fossiles du groupe EDF est fonction des conditions de marché et/ou de la gestion de l'équilibre offre-demande en temps réel, EDF attend une baisse du facteur de charge d'un nombre important de ses centrales thermiques fossiles, particulièrement dans les pays du G4, dû à leur déclassement dans le *merit order*, consécutif à l'installation de nouvelle capacité bas carbone.

Les émissions liées aux ventes de gaz aux clients finaux ne sont pas considérées comme verrouillées, dans la mesure où le Groupe maîtrise les contrats qu'il opère.

Actifs existants

En France, en conséquence de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2027 (prolongation imposée par l'État). S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc afin d'en réduire les émissions de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre. La fin de durée d'exploitation de ces centrales s'étend de 2036 à fin 2041. Concernant les turbines à combustion (TAC), qui permettent de garantir l'équilibre offre/demande d'électricité, des essais de fonctionnement avec un bioliquide (*Hydrotreated Vegetable Oils*, conforme à la directive RED II) ont été conduits sur les TAC de Brennilis et de Vaires-sur-Marne dans le cadre du chantier thermique décarboné. Dans les territoires insulaires, EDF a annoncé la décarbonation d'ici 2033 du parc thermique fonctionnant au fioul de l'ensemble des territoires insulaires dont il a la charge *via* le recours aux bioliquides.

En Italie, le parc thermique d'Edison est constitué de 14 CCG. En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, Edison a mis en service en 2023 le premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et en 2024, la centrale greenfield de Presenzano (760 MW), utilisant la même technologie, et à impact environnemental plus modéré (émissions de CO_2 inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La durée d'exploitation prévue de cette catégorie d'actifs, y compris les autres centrales CCG précédemment mises en service et exploitées par Edison, est typiquement de 25 ans. Ces prévisions sont susceptibles d'évoluer et sont mises à jour régulièrement.

Actifs planifiés

En Belgique, Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). Le projet de construction de la nouvelle centrale CCGT à Seraing, a été sélectionné dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*), qui vise à rémunérer des moyens de production permettant d'assurer la stabilité du système électrique. Les travaux ont démarré à l'automne 2022 et la mise en service de la nouvelle unité est prévue pour le second semestre 2025.

3.2.2.3.3 L'utilisation d'un prix interne du carbone pour orienter les investissements

L'atteinte de la neutralité carbone de manière économiquement et socialement efficace nécessite un signal prix CO_2 suffisamment élevé, qui rend compte de l'externalité sur le climat, et qui permet de guider les usages et les investissements vers les solutions décarbonées. Les projets d'investissement du groupe EDF sont passés au crible de sa stratégie et de son engagement « Zéro émission nette » sur l'ensemble de ses émissions directes et indirectes d'ici 2050. EDF s'appuie sur un prix interne du carbone correspondant à une modélisation du prix réel attendu du quota ETS, sur la base de corps d'hypothèse macro-économiques et d'ambition climatique variés.

Pour l'ensemble des pays couverts par l'EU-ETS (système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre) ainsi que le Royaume-Uni (équivalent UK-ETS), qui concentrent la majeure partie des investissements du groupe EDF, la sensibilité de la rentabilité des projets en matière de production est également évaluée sur la base de scénarios moyen-long terme incluant différentes trajectoires de prix anticipés des quotas d'émissions jusqu'en 2050.

Pour les décisions d'investissement à long terme, les prix du CO_2 constituent un élément central de l'analyse et du processus de prise de décision d'EDF. EDF a choisi d'utiliser un prix du CO_2 réel attendu, correspondant à un *shadow price*, comme prix interne du carbone pour les décisions d'investissement dans de nouvelles capacités de production et pour les revues stratégiques *via* des tests de valeur d'actifs existants, dans les zones géographiques où une politique climatique publique a été mise en place par des taxes ou des systèmes de plafonnement et d'échange, comme dans l'UE avec l'EU-ETS (donc les émissions directes du Groupe).

Ces scénarios sont construits en considérant différents paramètres, en particulier la croissance du PIB, les prix des matières premières, les coûts des technologies, les réglementations climatiques et énergétiques, et notamment les politiques publiques telles le *Fit-for-55* et *Repower EU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille française. Ils intègrent également des hypothèses contrastées concernant les trajectoires des prix de l'EU-ETS à moyen et long termes, issues d'un processus impliquant modélisation et contributions d'experts. Le processus s'appuie également sur des sources de données externes telles que les projections d'analystes à court et moyen termes, les modélisations long terme de l'AIE, ou les études du PIK (Potsdam Institute for Climate Impact Research). La fourchette du prix du carbone actuellement retenue par EDF dans ses scénarios est de l'ordre de 40 à 190 euros/tCO_2 à l'horizon 2040, avec un prix médian de 150 euros/tCO_2. En 2024, 66 % des émissions Scope 1 du Groupe étaient couvertes par l'ETS1. EDF anticipe la conformité avec l'ETS2, qui impliquera la mise en place d'un prix interne du carbone portant sur les ventes de gaz du Groupe inclus dans le périmètre. Le système ETS2 sera opérationnel en 2027.

Ces scénarios sont également utilisés pour les tests d'évaluation des actifs dans les états financiers : ainsi les tests de pertes de valeur à fin décembre 2024 intègrent les prix du CO_2 à 130 €$_{2023}$/t pour 2030, 170 €$_{2023}$/t pour 2040, 210 €$_{2023}$/t pour 2050.

L'analyse de scénarios de transitions, intégrant différentes trajectoires de prix du carbone (*cf.* 3.2.2.3.1 « L'analyse scénarisée des risques de transition »), permet l'identification des risques et opportunités associés aux projets du Groupe et de tester leur résilience vis-à-vis de scénarios de transition. Elle contribue ainsi à l'orientation des investissements du Groupe.

Pour les investissements dans les zones non réglementées par un prix du carbone, les émissions de carbone sont prises en compte dans le choix des technologies. EDF examine attentivement les technologies utilisées dans chaque pays et s'efforce de choisir les meilleures technologies disponibles qui sont en ligne avec les futures trajectoires de décarbonation.

3.2.2.3.4 L'analyse scénarisée des risques physiques

L'évaluation des risques physiques pour une installation nécessite d'identifier trois composantes : les aléas climatiques, le niveau d'exposition et la vulnérabilité de l'installation. L'analyse par scénarios permet d'évaluer l'évolution possible des aléas dans le temps, en fréquence et en intensité. Couplée à l'exposition et la vulnérabilité des actifs du Groupe, qui varient grandement selon les entités, elle permet la définition des risques physiques du Groupe. Ainsi, chaque grand métier a la responsabilité d'élaborer son propre plan d'adaptation, avec la mise en place d'une coordination au niveau du Groupe (voir la section 3.2.2.2.1 « Politique liée à l'adaptation au changement climatique »).

Pour l'évaluation quantitative des risques physiques liés au changement climatique (chroniques et aigus), le groupe EDF utilise les simulations issues des exercices CMIP (*Coupled Model Intercomparison Project*) dont les résultats nourrissent les rapports d'évaluation du GIEC. Il s'agit, pour le 5e exercice CMIP5, des simulations forcées par les scénarios RCP (*Representative Concentration Pathways*) utilisées pour le 5e rapport d'évaluation. Les études d'impact menées par EDF sont progressivement mises à jour avec les simulations du dernier exercice, CMIP6, sur lesquelles se base le dernier rapport d'évaluation du GIEC (AR6). Elles sont forcées par les scénarios SSPX-Y.Z (*Shared Socioeconomic Pathways* – X étant le numéro du scénario, Y.Z étant la valeur du forçage radiatif en fin de siècle). Ces scénarios sont caractérisés par la valeur du forçage radiatif résultant des émissions de gaz à effet de serre et aérosols cumulées à l'horizon 2100, ainsi que des changements d'affectation des terres. Plus les émissions de gaz à effet de serre sont élevées, plus elles induisent une augmentation du forçage radiatif par rapport à l'ère préindustrielle (1850-1900) caractérisée par un réchauffement et un dérèglement du système climatique. Seuls les scénarios les plus ambitieux en termes de réduction d'émission de gaz à effet de serre (SSP1-2.6 et SSP1-1.9) proposent des projections qui permettent en moyenne de limiter la hausse de la température moyenne globale en fin de siècle respectivement à 2 °C et à 1,5 °C de plus que lors de la période préindustrielle. Les projections climatiques forcées par le scénario d'émissions les plus élevées (SSP5-8.5) mènent en moyenne à une hausse supérieure à 5 °C à l'horizon 2100 par rapport à l'ère préindustrielle. Au-delà de l'incertitude associée au choix du scénario, les projections climatiques sont soumises à une incertitude liée aux choix de modélisation, ainsi qu'à la variabilité interne du climat. Le choix de couples modèles-scénarios ou l'utilisation des moyennes d'ensemble issues du grand nombre de modèles permettent d'instruire l'évolution en intensité et en probabilité des aléas climatiques et l'impact potentiel de ces aléas. C'est une étape nécessaire à la conception et à la mise en œuvre de solutions d'adaptation.

Scénarios utilisés	EDF se base sur des simulations produites par 19 modèles forcés parmi trois scénarios pouvant être utilisés pour les études d'impact climatique des installations du Groupe : le SSP2-4.5, le SSP3-7.0 ou le SSP5-8.5. EDF s'appuiera progressivement, au fil de la mise à jour des études sur les simulations CMIP6 pour les études d'impact déjà réalisées à partir des simulations CMIP5.
Périmètre	Projections climatiques globales avec descente d'échelle statistique adaptée pour chaque étude à l'installation considérée.
Principaux phénomènes considérés	Température de l'air (rendement des centrales nucléaires et thermiques, capacité de transport des réseaux de distribution, risque d'incendie, productible PV). Débit et température des fleuves (productible hydraulique et nucléaire, risque d'inondation). Niveau et température de surface de la mer (submersion des infrastructures et productible nucléaire). Vent et rayonnement (productible éolien et PV). Événements extrêmes : tempêtes et inondations, canicules, étiages sévères (endommagement des moyens de production et de distribution, productible nucléaire et hydraulique).
Horizon temporel considéré	Moyen à long terme (2050 à 2100) en raison de la longue durée de vie technique des infrastructures de production et de distribution d'électricité d'EDF. À noter que les scénarios d'émissions conduisent à des évaluations d'impact significativement différentes seulement à partir de 2050, du fait de l'inertie du système climatique et de l'impact prévisible des émissions historiques.

Utilisation de scénarios climatiques pour le parc nucléaire existant

L'objectif pour le projet ADAPT, portant sur l'adaptation du parc nucléaire existant, est de travailler sur le champ des possibles des canicules et d'étiage futurs afin d'assurer sa capacité à produire. Pour ce faire, il est nécessaire de mettre en œuvre des techniques statistiques permettant d'étendre la distribution des possibles observée ou projetée. L'approche proposée s'appuie sur l'utilisation de modélisations stochastiques pour lesquelles il faut assurer au mieux la cohérence physique entre les variables nécessaires tout en préservant une bonne reproduction des extrêmes, et la capacité à aller chercher au-delà de l'observé.

Résultats obtenus

	Aléas climatiques	*Impact potentiel sur les opérations*
Risques chroniques	**Hausse des températures**	Baisse du productible hydraulique ; baisse du rendement thermodynamique des installations ; prolifération d'organismes entraînant un colmatage de la prise d'eau ; développement microbien dans les circuits de refroidissement ; risque de submersion d'ouvrages en bord de mer.
	Niveau de la mer	
	Précipitations moyennes	Baisse de capacité des lignes de transport. Baisse de la demande de chauffage, augmentation de la demande de climatisation.
Risques aigus	**Vagues de chaleur**	Baisse du productible nucléaire pour respecter la réglementation environnementale ; étiage barrages ; vieillissement accéléré des matériaux.
	Sécheresse	Baisse de capacité des réseaux, risque d'incendie. Renchérissement des coûts d'assurance, dégradation des conditions de travail des salariés et prestataires.
	Précipitations extrêmes	Dégradation voire arrêt temporaire des moyens de production, impact des crues plus intenses.
	Tempêtes	Coupures de réseaux.

PRODUCTION · TRANSPORT ET DISTRIBUTION · COMMERCIALISATION · TOUS MÉTIERS

Les principaux risques physiques pour le groupe EDF, en ce qui concerne le fonctionnement normal, portent sur des enjeux de baisse du productible, qui pourrait concerner notamment le nucléaire et l'hydraulique, et d'impact des évènements extrêmes sur les réseaux de transport et de distribution ainsi que sur les infrastructures ENR (éolien et surtout photovoltaïque).

EDF distingue les enjeux de sûreté et les enjeux de disponibilité de ses infrastructures. Le dispositif de sûreté nucléaire intègre l'adaptation au changement climatique dans ses référentiels. Ainsi, les aléas climatiques sont réévalués régulièrement et avant chaque visite décennale. Ils sont pris en compte dans les démonstrations de sûreté validées par l'ASNR. Le parc nucléaire est aussi soumis à des limites réglementaires : prélèvements d'eau et rejets thermiques. Ces limites réglementaires, propres à chaque site, visent notamment à limiter les impacts sur le milieu aquatique en aval. Dans un contexte de changement climatique, la disponibilité de certains sites pourrait se voir impactée.

De manière similaire, l'analyse scénarisée informe à la fois les projections d'évolution de productible pour les infrastructures de production ENR, mais également les risques de dommages.

La filière de production nucléaire en France a engagé en 2024 des études pour évaluer la faisabilité technique d'une reconception, en tout ou partie, des circuits de réfrigération des réacteurs en circuit ouvert de la vallée du Rhône par des circuits fermés. L'étude de faisabilité aura pour finalité de rechercher le meilleur compromis, en prenant en compte les prélèvements et les consommations d'eau, les rejets thermiques, les rejets chimiques, l'impact visuel sur le paysage, l'impact sur la production d'électricité.

Les centrales nucléaires récemment construites ou en cours de construction (Flamanville 3, Hinkley Point C) du groupe EDF ont toutes été dimensionnées en prenant en compte les résultats des études d'impact climatique, et notamment les perspectives de hausse du niveau de la mer associée à des houles exceptionnelles. Ainsi pour la centrale de Hinkley Point C (Somerset, Royaume-Uni), une digue de 13,5 mètres de haut a été construite. Cet horizon de temps permet de couvrir à la fois les périodes de fonctionnement et de démantèlement de l'installation. Pour la centrale de Sizewell C (Suffolk, UK), la hauteur de la digue a été fixée à 10,2 mètres, traduisant la plus faible amplitude des marées de la mer du Nord comparée à celle du canal de Bristol.

Le choix des sites d'implantation pour le programme nucléaire français de 6 réacteurs de type EPR2 (en tranche ferme) prend en compte les impacts climatiques. Deux des trois premiers sites choisis par EDF pour construire les nouveaux réacteurs nucléaires sont en bord de mer. Le troisième site est situé en bord du Rhône, le fleuve le plus puissant de France par son débit. Les nouveaux réacteurs construits en bord de fleuve sont systématiquement équipés de tours aéroréfrigérantes.

Concernant l'exposition aux évènements extrêmes de type tempête, cyclone, inondation et incendie, les activités du groupe EDF identifiées comme les plus à risque sont, d'une part, les réseaux de distribution en France métropolitaine (Enedis), et d'autre part, les activités réseaux de transport et de distribution insulaires d'EDF SEI. L'exposition à ces aléas est prise en compte dans les plans d'adaptation des entités en question et est l'objet de mesures d'adaptation (voir la section 3.2.2.2.2 « Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière d'adaptation au changement climatique »). Les centrales nucléaires ont des niveaux de sécurité déjà très élevés et leur adaptation aux évènements physiques les plus extrêmes fait l'objet d'un réexamen décennal.

Enfin, à moyen terme, la transition énergétique va bouleverser la manière de produire et de consommer l'électricité. Évaluer et anticiper l'impact de ces changements structurels dans un contexte de changement climatique est donc crucial pour garantir l'équilibre durable entre l'offre et la demande. Concernant la demande, le changement climatique va entraîner une baisse de la consommation de chauffage en hiver et une hausse de la consommation de climatisation en été. Cependant, même avec des taux d'équipement élevés, les consommations de climatisation resteront durablement faibles, loin derrière celles du chauffage. De plus avec un pilotage optimisé, la climatisation en été pourra être idéalement couplée à la production solaire locale ou centralisée. Côté offre, le développement des énergies renouvelables au cours des prochaines décennies accroît la sensibilité du système électrique aux variations de vent et d'ensoleillement. Au cours des prochaines décennies, la nature du risque sur la sécurité d'approvisionnement électrique évoluera avec des périodes de tension qui interviendront principalement lors de périodes combinant températures faibles et absence de vent. Les projections de prix long terme du Groupe, qui déterminent la rentabilité des investissements, prennent en compte l'impact des aléas climatiques sur l'offre et la demande, via des chroniques climatiques basées sur le modèle européen EUROCORDEX, qui intègrent les impacts du changement climatique (voir pour plus de détails sur les impacts financiers, la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers »).

3.2.3 ESRS E2 – Pollution

Le terme pollution introduit dans le règlement délégué 2023/2772 de la Commission du 31 juillet 2023 correspond à l'introduction directe ou indirecte, par l'activité humaine, de substances, vibrations, chaleur, bruit, lumière ou tout autre contaminant présent dans l'air, l'eau ou le sol, susceptibles de porter atteinte à la santé humaine et/ou à la qualité de l'environnement.

Pour une plus grande clarté pour la norme ESRS E2, le terme « rejets » sera utilisé dans le document pour qualifier les émissions de substances dans l'environnement encadrées par les autorisations délivrées par les autorités compétentes.

L'identification des risques et des opportunités liés à la pollution

Sur la base de cette catégorisation, lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Pollution de l'air, de l'eau et des sols (*cf.* sections 3.2.3.2 et 3.2.3.3)	Rejets avec effets sur la qualité de l'air, de l'eau et des sols	Des rejets dans l'air interviennent *via* la combustion thermique. De plus, des rejets avec effets potentiels peuvent intervenir *via* les éventuels incidents d'exploitation ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe.	Court et long termes

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Pollution de l'air, de l'eau et des sols (*cf.* section 3.2.3.4)	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale pourraient entraîner des coûts supplémentaires, notamment de dépollution des sols, et compliquer la mise en conformité des installations existantes.

La production d'électricité d'origine thermique et de chaleur pour les réseaux de chaleur urbains provoque des rejets de substances dans l'air issues de la combustion. En cas d'incident d'exploitation, toute activité industrielle est susceptible de porter une atteinte à l'environnement.

Par ailleurs, indépendamment de la filière concernée, dans la chaîne de valeur amont, les ressources issues de l'exploitation minière et fossile ainsi que les équipements nécessaires pour la construction et l'exploitation des infrastructures de production d'énergie peuvent émettre des substances dans l'eau, dans les sols et dans l'air. Le Groupe s'appuiera sur les analyses de matérialité réalisées et publiées par ses fournisseurs pour affiner les IROs à prendre en considération pour la chaîne de valeur amont (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Surveillance des fournisseurs »).

Pour identifier les risques et opportunités matériels des sources internes et externes ont été utilisées telles que l'Office français de la biodiversité (OFB), les directives de la TNFD pour le secteur de l'énergie ou encore le programme Nature Positive Energy System du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les intérêts des communautés affectées ont été intégrés indirectement *via* ces différentes sources.

Dans le cadre du processus d'analyse de double matérialité du présent exercice de la CSRD, le Groupe n'a pas mené de consultations directes avec les communautés affectées.

Les rejets dans l'environnement peuvent avoir un impact potentiel sur les communautés locales, ce point est développé dans la norme S3. Dans le cadre du développement des projets du Groupe, une phase de dialogue et de concertation avec les parties prenantes est prévue. Le dialogue se fait directement avec les communautés affectées ou avec leurs représentants légitimes ou encore avec des mandataires en fonction des projets et de leur contexte réglementaire et local (voir les sections 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées, 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations » et 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées »).

Lors de cette première analyse de double matérialité, les impacts, risques et opportunités ont été considérés à une échelle nationale ou supranationale. Toutefois, les spécificités des sites sont bien prises en compte dans les études d'impact, réalisées en amont de la mise en exploitation des projets.

Ces études intègrent les substances de l'annexe II du règlement (CE) n° 166/2006 du Parlement européen E-PRTR, en cohérence avec les activités industrielles analysées.

Les seules substances identifiées comme pouvant avoir un impact matériel sont les rejets d'oxydes d'azote (NO_x), d'oxydes de soufre (SO_2) et poussières dans l'air des installations thermiques de production d'électricité ou de chaleur. Ces substances sont les marqueurs de la combustion, les plus émises par le Groupe, pouvant être source d'interrogation au niveau d'un territoire (national ou local). Elles font donc l'objet d'un suivi particulier par le Groupe, détaillé dans la section 3.2.3.2 « Pollution de l'air : rejets de NO_x, SO_2, poussières ».

La non-matérialité des autres rejets dans l'eau et l'air s'appuie sur le fait que ces rejets sont encadrés par une réglementation stricte, spécifique à chaque site et chaque pays, établie et contrôlée par les autorités en charge de l'application de la réglementation environnementale locale (par exemple, pour la France, il s'agit des DREAL pour les installations classées ICPE [1] et de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection pour le parc nucléaire). EDF s'assure du respect de ces limites de rejets et met en place un programme de contrôle des rejets et de surveillance de l'environnement. Ainsi, les études d'impact, incluant un volet sanitaire réalisé en amont des projets et l'application des limites de rejets permettent de s'assurer de l'absence d'impact significatif sur l'environnement et les parties prenantes. De plus, pour les centrales nucléaires de production d'électricité, la surveillance dans l'environnement réalisée par chaque site confirme l'absence d'incidence notable des rejets chimiques liquides sur le milieu aquatique.

D'autres rejets, qui ne sont pas cadrés par le règlement E-PRTR, n'ont pas été retenus dans l'analyse de matérialité :

(1) Installations Classées pour la Protection de l'Environnement

- **Rejets radioactifs dans l'eau et l'air** : une infime partie des radionucléides générés/produits lors du fonctionnement d'une centrale nucléaire se retrouve *in fine* dans les effluents gazeux et liquides rejetés dans l'environnement. Les rejets réalisés dans le milieu aquatique ou dans l'atmosphère sont toujours opérés après contrôles, traitements et analyses préalables de leur composition, auxquels s'ajoutent des dispositifs de prélèvements et de mesure en continu de la radioactivité pendant le rejet. Grâce aux améliorations et optimisations des systèmes de collecte et de traitement des effluents apportées en continu depuis la mise en exploitation des premières centrales, à la rigueur d'exploitation au quotidien et à la formation/sensibilisation des équipes à une réduction à la source de la production des effluents, les rejets radioactifs ont atteint un niveau très bas, bien inférieur aux limites réglementaires accordées par les autorités. Pour les centrales nucléaires situées en bord de rivière – que l'on trouve uniquement en France - les études récentes réalisées montrent que les rejets liquides des installations situées en bord de Rhône, Loire et Vienne n'ont pas d'influence notable sur le milieu aquatique ni sur les humains et que les usages de l'eau ne sont pas impactés par ces derniers : les doses efficaces totales liées au cumul des rejets d'effluents radioactifs liquides et gazeux représentent moins de 1/1000 de la valeur limite réglementaire d'exposition d'une personne du public fixée à 1 mSv/an dans le Code de la santé publique. Ces effluents ne sont donc pas retenus comme matériels.
- **Rejets thermiques dans l'eau :** l'eau des fleuves et rivières utilisée pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques est échauffée de quelques degrés pour les circuits ouverts, tous situés sur le Rhône, et de quelques dixièmes de degrés à environ 1 °C en période d'étiage pour les circuits fermés (il s'agit de l'échauffement après dilution des rejets dans les cours d'eau ; cet échauffement est donc plus important lorsque les débits sont faibles). Les rejets thermiques sont encadrés par une réglementation stricte, spécifique à chaque site, afin de limiter l'échauffement du milieu. Au-delà du respect de la réglementation, le Groupe étudie l'impact de l'augmentation de la température de l'eau sur les écosystèmes aquatiques, avec des suivis hydrobiologiques de long terme depuis la mise en service des centrales ainsi que des programmes de recherche pluriannuels et multi-partenaires depuis 2008 (programmes Thermie-Hydrobio). Les derniers résultats [1] de ces programmes montrent que les rejets thermiques des centrales nucléaires n'ont pas eu d'influence significative sur les peuplements piscicoles et qu'il n'y a pas de différence significative sur les tendances biologiques observées à l'amont et à l'aval des centrales nucléaires pour le phytoplancton, les invertébrés et les poissons. Les changements globaux sont les principaux déterminants des changements observés dans le fonctionnement des écosystèmes aquatiques. Ces rejets ne sont donc pas retenus comme matériels.

De même, les potentielles **nuisances lumineuses et sonores** n'ont pas été estimées à un niveau matériel sur les sites industriels en exploitation du fait des mesures mises en place pour les prévenir et ce, conformément aux études d'impact réalisées avant tout nouveau projet.

Pour des informations sur la gestion des déchets conventionnels et des déchets radioactifs, voir la section 3.2.6.3 « Déchets ».

Des impacts actuels significatifs ont été évalués pour les risques et opportunités matériels, voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » et la note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

3.2.3.1 Politiques en matière de maîtrise de la pollution

Le groupe EDF s'engage à limiter son empreinte environnementale, tout au long du cycle de vie de ses installations et activités, en minimisant l'utilisation des ressources naturelles, en veillant à mettre en œuvre une gestion responsable du foncier et en contribuant à une gestion intégrée et durable de l'eau, engagements inscrits dans sa politique RSE (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »), mise en œuvre par le Comité stratégique RSE. Le groupe EDF s'engage également en faveur de la santé et de la sécurité de tous, notamment en matière de santé environnementale et d'amélioration de la qualité de l'air. Chaque nouveau projet est analysé au regard de son impact sur l'environnement et sur la santé des riverains.

Dans ce cadre, le groupe EDF assure la maîtrise de ses rejets dans l'air (dont les émissions de NO_x, SO_2 et poussières), l'eau et les sols par le respect des réglementations environnementales applicables et la mise en œuvre de son Système de Management de l'Environnement (SME). Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements. (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »). Les éléments décrits ci-dessous s'appliquent à l'ensemble du Groupe.

Dès la conception des installations

EDF réalise en amont de la mise en service de ses installations une **analyse de l'impact environnemental,** partagée avec les autorités compétentes, pour évaluer les effets significatifs. Cette démarche permet d'identifier les effets probables sur l'environnement le plus tôt possible et vise à éviter, réduire ou compenser ces effets. En France, cette démarche est cadrée par le Code de l'environnement (article L. 122-1) : l'évaluation environnementale d'un projet est un processus impliquant la production d'une étude d'impact environnemental par le maître d'ouvrage, la réalisation de consultations administratives (autorité environnementale et collectivités territoriales, notamment) et du public (enquête publique en règle générale).

En complément, afin d'éviter ou de minimiser les émissions dans l'atmosphère, les eaux et les sols, le Groupe se réfère aux **Meilleures Techniques Disponibles** (MTD), décrites dans des documents de référence appelés BREF (*Best available Technique References*), élaborés par la Commission européenne en concertation avec les parties prenantes (industriels, États, ONG...), applicables en Europe et révisés périodiquement.

En phase d'exploitation normale

- **Respect de la réglementation environnementale** : sur l'ensemble de ses sites de production thermique et nucléaire, EDF s'assure du respect des limites des rejets thermiques et chimiques dans l'air et dans l'eau autorisés par les autorités compétentes telles que la Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL) (parc thermique) ou l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) (parc nucléaire) en France et par toute autre autorité compétente dans le reste des pays où le groupe EDF opère. Les autorisations de rejet limitent les teneurs en substances chimiques et radiologiques dans l'eau et les rejets thermiques induits par les circuits de refroidissement à des valeurs permettant la protection des milieux aquatiques. En matière de rejets atmosphériques, l'Inspection des installations classées veille au respect des valeurs limites d'émission des installations dans son périmètre. Elle conduit des contrôles pour vérifier le respect des prescriptions figurant dans l'arrêté préfectoral spécifique à l'installation, via par exemple des visites de site, sur la base des documents transmis d'autosurveillance ou de contrôle éventuel d'organismes agréés. Par ailleurs, les installations exerçant une activité visée à l'annexe I du règlement (CE) n °166/2006 E-PRTR sont soumises à la déclaration annuelle de leurs rejets. Les émissions de NO_x, SO_2 et poussières font partie des substances qui rentrent dans le cadre de déclaration E-PRTR. En France, les installations concernées font une déclaration sur la plateforme GEREP, déclaration qui est automatiquement transmise au service d'inspection, en charge du contrôle de l'établissement. L'Inspection des installations classées effectue un contrôle des déclarations adapté aux enjeux en termes de rejets. Les données déclarées dans GEREP alimentent le registre français des rejets et des transferts de polluants (IREP) ainsi que le registre européen des polluants E-PRTR. Le registre européen contribue à la transparence et à la participation du public en matière de décision environnementale.

(1) www.edf.fr/groupe-edf/inventer-lavenir-de-lenergie/rd-un-savoir-faire-mondial/toutes-les-actualites-de-la-rd/restitution-du-programme-thermie-hydrobiologie-2016-2020-de-la-rd-dedf

- **Contrôle et surveillance du milieu naturel :** pour ses sites industriels, en ligne avec leur cadre réglementaire spécifique, les entités du groupe EDF assurent une surveillance environnementale autour de leurs installations, afin de s'assurer de l'absence d'impact notable environnemental et sanitaire. Cela intègre la mesure, le contrôle et l'analyse des effluents liquides et atmosphériques, ainsi qu'une surveillance des paramètres de la qualité des écosystèmes terrestres et aquatiques, y compris des nappes souterraines. Ces mesures sont réalisées suivant un plan réglementaire de surveillance environnementale propre à chaque site. Ainsi, chaque année et sur chaque site nucléaire de production d'électricité, des analyses sont régulièrement réalisées pour de nombreux paramètres physico-chimiques.
- **Amélioration continue :** les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances chimiques par des produits plus respectueux de l'environnement lorsque cela est techniquement possible. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées préoccupantes. L'application des MTD dans les process des installations en lien avec la maîtrise des pollutions permet d'assurer une gestion optimisée des effluents produits. Dans ce cadre, les substances préoccupantes pouvant avoir un impact sur l'environnement font l'objet d'actions pour les éliminer.

En cas de situation incidentelle

Le Groupe a une organisation opérationnelle d'identification, de gestion et de suivi des évènements concernant l'eau, l'air et les sols. Elle repose sur la mise en place d'un système de management environnemental (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement ») qui intègre la mise en place d'une surveillance des milieux au droit des sites industriels, l'organisation de gestion de crises et un système d'identification et de remontée des évènements environnementaux à enjeu (voir la section 3.2.3.4 « Gestion des évènements incidentels »).

En post-exploitation

Le Groupe a engagé un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation a cessé, comportant si besoin des opérations de réhabilitation des sols. Sur le parc thermique, la mise à l'arrêt de nombreuses installations conduit à un programme de réhabilitation des sites important, avec en cible une remise en état compatible avec un usage futur de type industriel.

3.2.3.2 Pollution de l'air : rejets de NO_x, SO_2, poussières

3.2.3.2.1 Actions relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières)

Le groupe EDF mène depuis de nombreuses années des actions dans le domaine de la qualité d'air ambiant, qui visent à suivre, maîtriser et réduire ses émissions atmosphériques. Ces actions conduisent en particulier le Groupe à faire évoluer son parc de production thermique.

Les installations thermiques existantes, qui représentaient en 2024 de l'ordre 6 % de la production d'électricité du Groupe, disposent d'un cadre réglementaire compatible avec les politiques en vigueur dans le domaine de la qualité d'air, cadre réglementaire qui induit une analyse de risque avant la mise en service, un respect de seuil, un suivi à l'émission et dans certains cas dans l'environnement. Pour les nouvelles installations type cycles combinés gaz, les meilleures technologies disponibles (MTD) sur le marché sont adoptées pour obtenir une efficacité énergétique attendue de plus de 60 %. Ces installations plus performantes sont moins émettrices en oxydes d'azote (NO_x), oxydes de soufre et poussières.

Dans certains cas, des installations thermiques sont remplacées par des technologies non émettrices de NO_x ou SO_2, comme dans le cas des systèmes isolés, telles que des micro-grids 100 % EnR dans les systèmes insulaires. Par ailleurs, dans les systèmes insulaires, des actions de réduction des émissions de NO_x sont menées, au cas par cas : optimisation des procédés de traitement des fumées, ou réduction du nombre d'heures de fonctionnement pour certaines turbines.

Les deux actions de transformation du parc de production qui auront un impact significatif sur les émissions du Groupe sont :

- la conversion aux bioliquides des installations thermiques en particulier insulaires, en remplacement de combustibles fossiles. Ce combustible peu soufré conduira à une réduction significative des émissions de SO_2 du Groupe (voir la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes », le paragraphe « Décarbonation des territoires insulaires ») ;
- l'arrêt du charbon en 2030 (2027 pour la France). La mise en œuvre de cette action (délai, description, communication) est détaillée en section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes ». La combustion du charbon induit des émissions de substances telles que du SO_2 et des poussières, Ces émissions proviennent des impuretés présentes dans le charbon.

En complément des actions menées sur son parc de production, EDF dispose d'un programme R&D sur le sujet et contribue à des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique en s'impliquant par exemple dans l'Association pour la prévention de la pollution atmosphérique (APPA) et le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) et en étant un membre actif de la Société française de santé environnement (SFSE).

Spécifiquement en 2024, le Groupe a mené des actions pour maîtriser ou réduire les émissions atmosphériques de ses installations :

- sur le parc thermique en France, des essais de bioliquides ont été menés en 2024 (turbines à combustion de Vaires) : l'usage de bioliquides a un effet positif sur les émissions de CO_2 et de SO_2 en particulier ;
- en Italie, la récente centrale de cogénération et de cycle combiné de Presenzano a commencé son exploitation en 2024. Cette centrale est équipée de la technologie « H » afin d'atteindre une efficacité énergétique de plus de 60 %, conformément aux meilleures technologies disponibles (MTD) sur le marché. De plus cette centrale émet également moins d'oxydes d'azote (NO_x) que les anciennes installations.

3.2.3.2.2 Cibles relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières)

Les émissions (NO_x, SO_2, poussières) des sites de production du groupe EDF sont cadrées par une réglementation locale ou nationale. Chaque site, en fonction de sa particularité (type de centrale, zone de stockage, etc.) est assujetti à des valeurs limites d'émissions de polluants qui peuvent être spécifiques, basées sur des études scientifiques, fixées par l'administration par arrêté de rejet.

Traduire les limites d'émissions des sites de production en cibles génériques exhaustives à la maille du Groupe concernant la pollution de l'air est peu pertinent. Par ailleurs, le fonctionnement des installations de combustion émettrices de ces substances est très variable d'une année sur l'autre et dépend de l'équilibre global du système électrique.

Toutefois, selon les émissions déclarées dans le cadre d'E-PRTR, EDF est un des contributeurs du secteur de l'énergie en France en émissions d'oxydes de soufre (SO_2). À ce titre, le Groupe a choisi de définir une cible Groupe liée à la réduction spécifiquement d'oxydes de soufre émis par les installations thermiques de production d'électricité et de chaleur du Groupe, à l'horizon 2035 :

Cible	Référence	Revue	Périmètre
Réduction du flux d'émissions de SO_2 de 75 % en 2035	2019	Annuelle	Installations thermiques de production d'électricité et de chaleur du Groupe

Les entités du Groupe contributrices ont été sollicitées pour définir cette cible. La chronique des émissions en SO_2 entre 2017 et 2023 a été étudiée pour pointer les principales sources d'émissions et identifier les actions majeures de réduction des émissions de SO_2. La tenue de cette cible SO_2 est entre autres conditionnée par la bonne mise en œuvre des deux actions de transformation du parc, mais est aussi dépendante de facteurs externes tels que la réglementation, ou la politique énergétique. La cible de réduction de 75 % du flux de SO_2 sera à atteindre en 2035, sans objectif intermédiaire.

La cible de réduction du flux annuel de SO_2 est un marqueur de la réduction des émissions du Groupe en particulier en France, ce qui participera à une amélioration de la qualité de l'air. La cible de réduction globale du flux de SO_2 du groupe EDF est un engagement volontaire.

Concernant les NO_x et les poussières, le Groupe a déjà mené des actions d'ampleur pour tenir son engagement de réduction de 50 % de ses émissions entre 2005 et 2020 : fermeture des tranches fioul de 700 MW, modernisation du parc de production, avec en particulier la mise en place de système de traitement des fumées. Le Groupe respecte les seuils réglementaires applicables définis pour chacun de ses sites, met sous assurance qualité ses données et met en place un suivi adapté.

Les substances émises dans l'atmosphère sont :

3.2.3.2.3 Indicateurs relatifs aux rejets dans l'air (NO_x, SO_2, poussières)

La liste des substances émises dans l'atmosphère suivie par les installations de combustion du Groupe peut varier en fonction de la réglementation locale ou du type d'installation. Une analyse des émissions des installations du Groupe a été menée par rapport aux seuils donnés par la réglementation E-PRTR. Ci-dessous sont présentées les valeurs pour les 3 principaux polluants atmosphériques, marqueurs du parc de production thermique du Groupe : SO_2, NO_x et poussières. Ces polluants historiquement suivis par le Groupe représentent les flux de polluants les plus importants du Groupe.

Revue	Périmètre	Indicateurs associés	2023*	2024
Annuelle	Installations thermiques de production d'électricité et de chaleur du Groupe	SO_2	11 kt	10 kt
		NO_x	26 kt	28 kt
		Poussières	3 kt	3 kt

Les émissions 2024 de NO_x au périmètre Groupe sont de 28 kt, en légère hausse par rapport à 2023 (+6 %). Cette évolution est liée en particulier à une production accrue en 2024 de certaines installations de production thermique dans les systèmes insulaires et à l'international.

La conversion au bioliquide initiée des installations thermiques insulaires contribue à la baisse des émissions de SO_2, pour atteindre 10 kt en 2024.

Précisions sur les indicateurs

Différentes méthodes d'évaluation sont autorisées par la réglementation pour déterminer le flux d'un polluant atmosphérique. La méthode à utiliser dépend du type de polluant à évaluer, de l'installation concernée et peut être spécifiée dans certains cas par la réglementation applicable. La mesure et le calcul seront les méthodes privilégiées pour l'évaluation du flux de SO_2, NO_x et poussières. La mesure d'une concentration d'une substance pourra être en continu à partir d'un analyseur installé sur site ou ponctuelle. Dans le cas d'un calcul, il peut être fait à partir d'un facteur d'émission, d'un bilan matière ou massique ou d'une corrélation. Les évaluations de chaque polluant atmosphérique par site sont agrégées au niveau des entités du Groupe puis au niveau Groupe. Cette concaténation est faite au pas annuel.

3.2.3.3 Pollution dans les sols

Le groupe EDF n'émet pas de rejets récurrents dans les sols, qui ne font donc l'objet d'aucune déclaration réglementaire. Une surveillance est réalisée pour s'en assurer. Néanmoins, certains sites ont pu présenter des marquages par des substances issues de l'exploitation par le passé et le groupe EDF, en tant qu'exploitant responsable, travaille à leur réhabilitation. De plus, des produits chimiques de type phytosanitaire peuvent être utilisés sur les installations. EDF accorde donc une vigilance particulière à la limitation de l'utilisation de ces produits ou à leur remplacement.

3.2.3.3.1 Actions relatives à la pollution des sols

Dans le cadre des principes de maîtrise de son activité vis-à-vis des sols, le groupe EDF a mis en place plusieurs types d'actions.

3.2.3.3.1.1 Dépollution des sols

Le groupe EDF investit dans la réhabilitation des sols dont il a la responsabilité.

Dans le cadre des programmes de démantèlement des réacteurs définitivement à l'arrêt en France, les opérations sont conduites dans un objectif de remise en état compatible avec un usage futur pour une activité industrielle.

De nombreuses centrales thermiques exploitant des énergies fossiles ont été mises à l'arrêt ces 20 dernières années sur le territoire français continental. Un programme de réhabilitation de ces sites est conduit, au-delà des phases de déconstruction du bâti et des structures en place, avec comme objectif premier une remise en état compatible avec un usage futur de type industriel. Dans ce cadre, des actions sont menées sur ces sites, en fonction de l'état des sols et de l'identification de marquages historiques, en conformité avec le cadre fixé par la méthodologie nationale des sites et sols pollués.

En Italie, Edison, en tant que successeur de Montedison, s'occupe de la dépollution de nombreux sites industriels historiques. L'entreprise mène des actions correctives sur 36 sites répartis sur 16 zones géographiques, dont cinq sites d'intérêt national (SNI). En collaboration avec Greenthesis et ACR Reggiani, en 2021, Edison et Edison Regea ont créé Tre Monti, spécialisée dans l'assainissement des sols et des eaux souterraines du site de Tremonti dans le SNI de Bussi Sul Tirino. Depuis juillet 2024, les travaux de réhabilitation sont portés par la nouvelle filiale du Groupe Edison Regea Srl.

3.2.3.3.1.2 Zéro phyto

Le groupe EDF n'utilise plus de produits phytosanitaires pour l'entretien des espaces verts des bâtiments tertiaires des entités EDF. Des travaux sont en cours pour trouver des solutions techniques alternatives aux produits phytosanitaires dans les zones encore traitées, notamment sur les sites ou ouvrages industriels.

Ainsi, concernant les Postes sources, Enedis, depuis mi-2022, a décidé d'arrêter l'utilisation des produits phytosanitaires (sauf sur les surfaces où leur utilisation est nécessaire pour maîtriser les risques de sûreté et de sécurité) et de construire tous ses nouveaux postes sources, de façon à éviter l'usage ultérieur des produits.

3.2.3.3.2 Cible en lien avec la pollution des sols

Le groupe EDF est soumis aux dispositions réglementaires, en particulier la directive relative aux émissions industrielles en Europe. Cette réglementation impose comme cible, pour chaque site concerné, la description initiale de l'état des sols et la remise en état des sites, dans un état au moins équivalent à celui décrit initialement et compatible avec un usage futur pour une activité industrielle.

3.2.3.4 Gestion des évènements incidentels

Les actions mises en œuvre pour maîtriser les évènements incidentels dans l'air, l'eau et les sols sont décrites dans le SME du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »). Il s'appuie sur les axes complémentaires suivants :

- **surveillance des émissions et rejets** : les sites industriels du Groupe sont réglementairement équipés de moyens de suivi de leurs émissions et rejets. Concernant les centrales nucléaires en France, des mesures en continu dans le milieu sont réalisées. Cette surveillance consiste à prélever des échantillons, à des fins d'analyses, dans les compartiments nécessaires, atmosphérique, terrestre et aquatique proches de la centrale, sous et hors vents dominants, dans les eaux souterraines, en amont et en aval du point de rejet principal des effluents liquides. Au-delà de leur utilisation pour vérifier le non-dépassement des seuils réglementaires, ces mesures permettent de détecter précocement toute évolution anormale d'un ou plusieurs paramètres environnementaux en lien avec l'exploitation des installations et ainsi d'alerter les exploitants afin de déclencher les investigations et actions appropriées. Ainsi, plus de 10 000 analyses de contrôle qualité et de surveillance de l'environnement sont réalisées chaque année sur chaque site nucléaire de production d'électricité;
- **anticipation des évènements potentiels** : localement, chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les évènements potentiels qui pourraient avoir un impact environnemental et identifie les actions de maîtrise associées;
- **exercices de gestion de crise** : la politique Groupe de gestion de crise prévoit notamment des tests réguliers des organisations de crise au travers d'un programme annuel d'exercices de crise (voir la section 3.4.5 « Sûreté et gestion de crise »);
- **suivi des incidents** : une organisation est mise en place pour suivre et communiquer sur les évènements environnementaux relevant de la responsabilité de chaque site. Les évènements environnementaux majeurs doivent être remontés et faire l'objet d'une analyse;
- **retours d'expériences des crises vécues internes et externes au Groupe** : le retour d'expérience est pris en compte dans les études de risques et les actions de maîtrise. À ce titre par exemple, le retour d'expérience de l'incendie survenu en 2019 à l'usine Seveso de Lubrizol de Rouen a été intégré dans les analyses, et les arrêtés complémentaires relatifs aux stockages des liquides inflammables et aux matières toxiques sont d'application et donc intégrés sur les outils industriels ICPE du Groupe.

Incidents majeurs de pollution

Un incident majeur de pollution est défini selon l'échelle européenne des accidents industriels officialisée en février 1994 et repose sur des paramètres techniques destinés à caractériser objectivement les effets ou les conséquences des accidents. La base ARIA (Analyse, Recherche et Information sur les Accidents), publiée par le Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels (BARPI) concerne les installations de production d'électricité ICPE/SEVESO (à risque spécial) et répertorie ces incidents ou accidents en France et à l'étranger ainsi que leurs conséquences financières selon ces critères européens et qui ont, ou auraient, pu porter atteinte à la santé ou la sécurité publique ou à l'environnement.

Sur cette base, le Groupe n'a pas identifié d'incidents ayant des effets financiers liés à l'élimination de la pollution de l'air ou des sols ou des coûts relatifs à des indemnisations, des dommages ou amendes infligés par les pouvoirs publics et dont la survenance de l'incident est antérieure à 5 ans.

3.2.3.5 Dépenses et effort de recherche alloués aux actions en matière de prévention et contrôle des pollutions

Au titre de la prévention et du contrôle des pollutions, le Groupe n'a pas identifié en 2024 de dépense significative. Des dépenses devraient être engagées ces prochaines années, notamment en lien avec la conversion des actifs thermiques. Cette estimation repose sur des données issues d'une collecte réalisée sur l'ensemble des entités du Groupe dans le cadre des travaux engagés pour la première année d'application de la CSRD. Ceux-ci ne sont pas exhaustifs, et sont susceptibles d'évoluer dans le futur à la suite d'analyses complémentaires. Ces travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière de prévention et contrôle des pollutions.

En Italie, des dépenses ont été engagées par Edison dans le cadre d'un programme d'assainissement et de restauration de l'environnement pour la remise en état d'un terrain. Ces dépenses font l'objet d'une provision comptabilisée dans les comptes consolidés du Groupe (section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - Note 17.2 « Autres provisions »).

En complément des investissements réalisés sur les actifs de production, le Groupe contribue, grâce à ses efforts de recherche et développement identifiés, pour 12 M€ à la maîtrise de la pollution notamment à travers des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique.

3.2.4 ESRS E3 - Ressources hydriques

L'eau est une ressource indispensable à la production de la plupart des énergies, soit pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques, soit comme force motrice pour les centrales hydroélectriques. De plus, l'eau est un enjeu vital, dont la gestion passe par l'élaboration de règles collectives. C'est pourquoi le Groupe s'est engagé, dans sa politique RSE (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »), à protéger et gérer la ressource en eau de manière intégrée et soutenable, tant sur le plan quantitatif que qualitatif et en concertation avec les territoires dans lesquels il opère, en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau, notamment les multi-usages de l'eau sous contraintes climatiques croissantes.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Consommation et prélèvements d'eau douce (*cf.* section 3.2.4.2)	Utilisation de l'eau douce	L'utilisation d'eau douce (prélèvements et consommations) pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques et pour les process industriels, ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe, peut impacter la disponibilité en eau.	Court terme

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Consommation et prélèvements d'eau (*cf.* section 3.2.4.2)	Raréfaction de la ressource en eau	La raréfaction de la ressource en eau et la dégradation des écosystèmes contribuant à la régulation du cycle de l'eau peuvent impacter la production d'énergie et le fonctionnement des sites industriels.
	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale peuvent conduire à des restrictions des autorisations de prélèvement, à une nouvelle augmentation des coûts de redevance des agences de l'eau et de mise en conformité des installations, et à une augmentation des contentieux.
Partage de la ressource en eau (*cf.* section 3.2.4.3)	Gestion du multi-usage de l'eau	Le Groupe peut capitaliser sur son savoir-faire sur le partage de la ressource en eau avec diverses parties prenantes afin de jouer un rôle dans la gestion multi-usage de l'eau.

Les volumes d'eau douce prélevés par le Groupe sont de l'ordre de 13 milliards de m^3, ils servent pour la grande majorité au refroidissement des centrales nucléaires et thermiques. 97 % de l'eau douce prélevée est directement restituée au milieu d'origine. Ainsi la consommation d'eau douce du Groupe était de 442 millions de m^3 en 2024. Il s'agit essentiellement de l'eau évaporée au niveau des tours aéroréfrigérantes des circuits de refroidissement.

En effet, il existe deux types de systèmes de **refroidissement** :

- les centrales dites en circuits ouverts : l'eau prélevée est échauffée dans le condenseur puis directement restituée au milieu aquatique, en aval immédiat de la prise d'eau. Les prélèvements d'eau sont importants, mais la consommation d'eau est négligeable. Toute l'énergie thermique est transférée au milieu aquatique, avec un échauffement de quelques degrés entre les prélèvements et l'aval après dilution du rejet. Ces systèmes sont installés là où l'eau est abondante, bord de mer ou grands fleuves ;
- les centrales dites en circuits semi-fermés équipées de tours aéroréfrigérantes : l'eau prélevée est échauffée dans le condenseur puis refroidie dans la tour aéroréfrigérante par contact avec l'air. Une partie de l'eau s'évapore dans l'atmosphère (panache de vapeur d'eau), l'autre partie retourne au condenseur. L'énergie thermique est cédée en quasi-totalité à l'atmosphère. Ce système permet de limiter les prélèvements et les rejets thermiques dans le cours d'eau. Les centrales en circuit semi-fermé sont installées sur les rivières à plus faibles débits.

La quasi-totalité des prélèvements d'eau pour les circuits de refroidissement étant restitués immédiatement en aval des sites, avec des temps de séjour dans l'installation industrielle très faibles, ils ne sont pas retenus comme ayant un impact matériel : cette eau est immédiatement disponible pour les milieux naturels et les usagers à l'aval. En revanche, la part d'eau évaporée, consommée, est matérielle.

Au-delà de l'eau pour les circuits de refroidissement des sites de production d'électricité et dans une moindre mesure, le Groupe utilise également de l'eau pour les **process industriels** de ses sites de production d'électricité et pour les autres sites industriels :

- l'eau déminéralisée pour le fonctionnement des circuits primaires et secondaires des centrales nucléaires et des circuits eau/vapeur des centrales thermiques ;
- l'appoint en eau des réseaux de chaleur et de froid ;
- l'eau utilisée pour les systèmes de refroidissement des fours de fonderie et des moteurs de process métallurgiques ;
- l'eau des réseaux incendie des sites ;
- l'eau des systèmes de nettoyage et lavage (filtres, installations ...) ;
- etc.

Les usages d'eau pour les process industriels engendrent une consommation d'eau limitée car l'essentiel de l'eau prélevée est restitué au milieu aquatique en aval des installations, après traitement et contrôle des rejets (pour plus de précisions sur les rejets chimiques liquides et les pratiques mises en œuvre pour les maîtriser, voir la section 3.2.3.1 « Politiques en matière de maîtrise de la pollution »). Toutefois, avec des temps de séjour dans les installations plus longs et dans une démarche de sobriété hydrique à l'échelle de chaque site, **les prélèvements d'eau pour les process industriels** sont retenus comme pouvant avoir un impact matériel.

À noter que l'utilisation d'eau pour le nettoyage des panneaux solaires représente de très faibles volumes d'eau, elle n'est donc pas retenue dans cette analyse.

Par ailleurs, seules les retenues hydroélectriques stockent des volumes d'eau significatifs, mais cette eau n'a pas vocation à être consommée au sens de la CSRD, elle reste dans le milieu naturel, disponible pour les écosystèmes et autres usages (eau potable, irrigation, tourisme, etc.) dans le cadre fixé pour l'exploitation des aménagements. (voir la section 3.2.4.3 « Partage de la ressource en eau »).

Le **traitement de l'eau brute prélevée** est adapté pour chaque site et chaque process, suivant les usages qui en sont faits et les conditions physico-chimiques du milieu. Pour ce qui concerne l'eau utilisée dans les circuits de refroidissement, ils visent à limiter l'entartrage des condenseurs et le développement de biofilm, mollusques et pathogènes. Pour ce qui concerne l'eau pour les process industriels, il s'agit d'atteindre une qualité d'eau compatible avec le process pour lequel l'eau traitée est utilisée (eau déminéralisée pour l'essentiel). Les processus de traitement d'eau installés sur les sites comprennent une combinaison de traitements physiques (décantation, filtration, traitement sur résine, dans certains cas osmose inverse) et de traitements chimiques (anti-tarte, chloration…). Ces traitements sont optimisés en continu à leurs optima technico-économiques, afin de limiter l'utilisation de produits chimiques et les rejets liquides associés (voir la section 3.2.3.1 « Politiques en matière de maîtrise de la pollution »).

L'eau est également un enjeu pour la **chaîne de valeur amont** du Groupe en particulier concernant l'extraction de minerais (cuivre, bauxite…) essentiels à la fabrication des composants nécessaires à la production et la distribution d'électricité ainsi que l'approvisionnement en combustible nucléaire.

En parallèle d'être un important préleveur et consommateur d'eau, le Groupe est également un **gestionnaire de la ressource en eau** majeur en France du fait de son activité de production hydroélectrique, qui porte intrinsèquement une dimension de partage de l'eau pour de multiples usages. En effet, les barrages exploités par EDF en France permettent de stocker de l'eau, ils jouent un rôle essentiel dans certains bassins en période de sécheresse et de canicule. Ainsi de nombreux aménagements d'EDF Hydro en France ont des obligations réglementaires ou contractuelles d'accès à l'eau pour les autres usages : alimentation en eau potable, préservation de la biodiversité, irrigation, navigation, tourisme et loisirs. Un équilibre dans l'usage de l'eau et la gestion des ouvrages est donc à rechercher, dans une concertation étroite et continue avec les parties prenantes locales, dont les services de l'État, ultime décideur en cas d'arbitrage sur la priorisation des usages de l'eau. Le Groupe est donc très impliqué dans la gestion multi-usage de la ressource en eau et a de ce fait développé une expertise reconnue en prévision de la ressource en eau et en concertation multi-usage de l'eau. Dans un contexte de tensions croissantes sur le partage de la ressource en eau, cette compétence peut être valorisée soit directement *via* un service de soutien d'étiage, soit en développant des services basés sur l'expertise technique.

À noter par ailleurs que la grande majorité des activités ci-dessus décrites ne sont pas opérées dans des zones exposées à un stress hydrique élevé, pour autant elles sont considérées comme matérielles étant donnés les volumes d'eau mis en jeu.

Pour identifier les risques et opportunités matériels, des sources internes et externes ont été utilisées telles que l'Office français de la biodiversité (OFB), les directives de la TNFD pour le secteur de l'énergie ou encore le programme Nature Positive Energy System du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les intérêts des communautés susceptibles d'être affectées ont été intégrés indirectement *via* ces différentes sources (cela intègre notamment les autres usagers de l'eau des bassins versants où les sites sont implantés).

Un risque matériel a été identifié portant sur l'exploitation et la chaîne de valeur amont du Groupe, concernant le risque de raréfaction de l'eau ayant des conséquences sur les sites de production, y compris en termes de hausse de redevance sur les prélèvements en eau, et sur les sites d'extraction de minerais.

Les études d'impacts environnementales et sociétales réalisées en amont des projets sont en conformité avec la réglementation en vigueur et les meilleures pratiques (par exemple les normes de performance de l'IFC si celles-ci sont plus contraignantes). La norme de performance 1 de l'IFC impose notamment d'établir un processus de consultation qui permette aux communautés affectées exposées aux risques et impacts négatifs d'un projet de s'exprimer librement sur les risques du projet, ses impacts et les mesures d'atténuation, et à examiner ces vues et formuler une réponse.

Cependant, concernant l'identification des IROs matériels liés aux ressources hydriques dans le cadre de la CSRD, le Groupe n'a pas mené de consultations spécifiques avec les communautés affectées.

Au titre des risques et opportunités matériels identifiés ci-avant, des impacts actuels significatifs ont été évalués et sont présentés dans les états financiers du Groupe (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » et la note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers »).

3.2.4.1 Politiques en matière de ressources hydriques

En tant qu'utilisateur responsable et acteur majeur de la gestion de la ressource en eau, le groupe EDF est engagé pour **contribuer à préserver la ressource en eau afin de favoriser la résilience des milieux et satisfaire les usages de façon concertée et durable**, engagement inscrit dans sa politique RSE (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »), mise en œuvre par le comité stratégique RSE. En lien avec les IROs identifiés, cela se traduit par les grands axes suivants :

- le groupe EDF optimise son utilisation de la ressource en eau en quantité et qualité sur ses sites et dans sa chaîne de valeur ;
- le groupe EDF s'engage pour la résilience de ses territoires d'implantation *via* une gestion transparente et responsable de l'eau et de ses installations et *via* des contributions positives au grand cycle de l'eau ;
- le groupe EDF s'engage activement dans la gouvernance de l'eau par bassin versant et la recherche de compromis ;
- le groupe EDF développe les compétences, savoir-faire et partenariats permettant d'atteindre ces objectifs et sensibilise ses collaborateurs à ces enjeux.

À noter que cette politique s'inscrit dans un **cadre réglementaire** préalable relatif à la gestion quantitative de l'eau :

- sur les installations nucléaires refroidies en circuits semi-fermés en bord de rivière, une partie de l'eau prélevée s'évaporant dans les aéroréfrigérants, certains sites sont tenus réglementairement de garantir un débit minimum à l'aval du site (débit réservé), en réduisant si besoin les volumes d'eau consommés en période d'étiage en baissant la production d'électricité, ou en compensant le déficit par des lâchers d'eau effectués au niveau des barrages situés en amont. Ces règles de soutien d'étiage viennent en complément des règles sur les rejets thermiques et chimiques développés dans l'analyse de matérialité de la section 3.2.3 « ESRS E2 - Pollution » ;
- de même, les ouvrages hydroélectriques délivrent en permanence un débit minimal, dans la limite des débits naturels entrants, dans le lit naturel de la rivière entre la prise d'eau et la restitution à l'aval de la centrale hydroélectrique, afin de garantir des conditions hydrobiologiques favorables.

Ces limites de fonctionnement garantissent la maîtrise de l'impact quantitatif sur la ressource en eau : si les débits en rivière sont trop bas, la production d'électricité est limitée voire arrêtée. Il en est de même pour les autres activités industrielles.

Le Groupe réalise une **analyse de stress hydrique** de ses sites de production d'électricité thermique et nucléaire et de ses sites industriels afin d'identifier ceux pour lesquels il est nécessaire d'avoir une vigilance particulière en termes de sobriété hydrique. Cela se traduit notamment *via* les règles d'exploitation des installations et donc de prélèvements d'eau qui intègrent les conditions hydrologiques (encadrés par les arrêtés sécheresse), et par des choix technologiques dès la conception des ouvrages pour réduire la pression sur la ressource en eau.

En complément, pour les nouvelles installations prévues d'être implantées dans des zones exposées à un stress hydrique élevé, le Groupe s'engage à orienter les choix technologiques dès la phase de conception vers des solutions sobres en eau afin de limiter la pression sur la ressource. Par ailleurs, pour tout nouveau projet présenté en CECEG (voir la section 3.1.2.1.2.5 « Le Comité des engagements du comité exécutif Groupe (CECEG) »), l'évaluation du stress hydrique fait partie des critères utilisés pour l'évaluation du volet eau.

Ces engagements s'inscrivent dans le cadre des différents textes internationaux et nationaux relatifs aux enjeux liés à la ressource en eau, dont :

- les Objectifs de développement durable (ODD) définis par les Nations Unies en 2015 (dont 1 des 17 ODD porte sur l'eau : « garantir l'accès de tous à l'eau et à l'assainissement et assurer une gestion durable des ressources en eau ») ;
- la Directive Cadre sur l'Eau (DCE) établie par l'Union européenne en 2000 avec pour objectif de rétablir la bonne qualité des eaux d'ici 2027 et une organisation de la gestion de l'eau par grands bassins hydrographiques ;
- les dispositions législatives codifiées dans le Code de l'environnement relative à l'eau ainsi qu'aux milieux aquatiques et marins (articles L. 210-1 et suivants du Code de l'environnement) ;
- le Plan d'action pour une gestion résiliente et concertée de l'eau lancé par le gouvernement français en 2023, visant à organiser la sobriété hydrique et le partage de la ressource.

À noter en complément que la politique de maîtrise et d'amélioration continue des rejets liquides est décrite à la section 3.2.3 « ESRS E2 - Pollution ».

3.2.4.2 Prélèvements et consommations d'eau

3.2.4.2.1 Rappel des définitions et des enjeux matériels

Deux grandes familles d'utilisation de l'eau sont distinguées :

- **l'eau pour le refroidissement des installations de production d'électricité** : il s'agit de l'eau utilisée pour alimenter les circuits de refroidissement des centrales thermiques et nucléaires, qu'ils soient ouverts ou semi-fermés ;
- **l'eau pour les process industriels** : il s'agit de l'eau utilisée par les process industriels des sites de production d'électricité thermique et nucléaire (production d'eau déminéralisée pour les débits d'appoint des circuits primaires et secondaires des centrales nucléaires, réseaux incendie, systèmes de lavage etc.) et de toute l'eau utilisée dans les process industriels des autres sites industriels (sites métallurgiques, réseaux de chaleur etc.).

De plus, on distingue l'eau prélevée et l'eau consommée : l'eau consommée est la part de l'eau prélevée qui n'est pas rejetée dans le milieu aquatique (l'eau est alors évaporée, infiltrée ou incorporée). Il s'agit pour l'essentiel de l'eau évaporée dans les circuits de refroidissement des installations de production d'électricité (panaches de vapeur d'eau des tours aéroréfrigérantes). L'eau utilisée pour les process industriels est pour l'essentiel rejetée sous forme liquide dans le milieu, donc non consommée (une petite part est toutefois consommée, il s'agit de l'eau évaporée par les systèmes refroidissement des process industriels ou les fuites des réseaux ; cependant ces volumes sont faibles au regard des volumes d'eau consommés pour le refroidissement).

Les actions développées par la suite ont donc pour objectif de maîtriser et si possible réduire :

- les consommations d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité ;
- les prélèvements d'eau pour les process industriels.

3.2.4.2.2 Sites en zone de stress hydrique

Le groupe EDF met régulièrement à jour l'analyse du niveau de stress hydrique des zones dans lesquelles ses sites sont implantés. Cette analyse a été mise à jour en 2024, en utilisant l'outils Aqueduct [1] mis à disposition par le WRI (World Resources Institute), en utilisant le paramètre « *water stress* » annuel, en temps présent et en retenant les sites localisés dans des zones où le niveau de stress hydrique est supérieur à 40 % (stress hydrique élevé et très élevé).

Tous les sites ayant des consommations d'eau pour les circuits de refroidissement et des prélèvements d'eau pour les process industriels ont été analysés (au total cela représente 419 sites analysés). Cela inclut donc les centrales thermiques et nucléaires en exploitation d'une part, et les installations industrielles d'autre part (installations métallurgiques, réseaux de chaleur etc.). Les sites de production d'électricité solaire et les sites thermiques et nucléaires définitivement arrêtés n'utilisant que très peu d'eau, ils n'ont pas été inclus dans l'analyse. De même les sites de production hydroélectrique et éolienne n'ont pas été inclus car ils ne consomment pas d'eau.

96 sites sont localisés en zone de stress hydrique élevé à très élevé (soit 23 % de l'ensemble des sites analysés), à savoir :

- sites de production d'électricité :
  - en France :
    - 3 sites nucléaires, dont 2 localisés en bord de mer (utilisation d'eau douce uniquement pour les besoins industriels),
    - 2 sites thermiques, dont 1 situé en bord de mer (utilisation d'eau douce uniquement pour les besoins industriels) ;
  - en Belgique : 5 sites thermiques dont 1 qui consomme très peu car équipé d'un condenseur à air ;
  - en Italie : 6 sites thermiques, tous équipés de systèmes de refroidissement à air ou de tour de refroidissement hybride pour réduire les prélèvements d'eau ;
- sites industriels : 5 en France, 5 en Italie, 3 en Allemagne, 1 en Suède, 1 en Inde;
- réseaux de chaleur et sites de co-génération : 48 en France, 16 en Italie, 1 en Espagne.

L'exploitation de ces sites inclut d'ores et déjà les contraintes liées à la ressource en eau limitée :

- les sites de production thermique et nucléaire fonctionnent avec un cadre réglementaire lié aux conditions de débits imposant de réduire voire arrêter la production si les débits sont trop faibles ;
- quand c'est possible, les sites de production d'électricité thermique sont équipés de circuit de refroidissement à air ou hybride pour réduire les prélèvements d'eau (comme en Italie et en Belgique).

3.2.4.2.3 Actions relatives aux prélèvements et aux consommations d'eau

Le Groupe a initié plusieurs actions clés pour mieux gérer ses enjeux de durabilité liés à la ressource en eau pour l'ensemble de ses entités qui consomment de l'eau pour le refroidissement et prélèvent de l'eau pour les process industriels. Elles visent à réduire l'utilisation d'eau pour limiter la pression sur la ressource.

Cela concerne tous les sites du Groupe, avec une attention particulière pour les sites situés en zone de stress hydrique élevé.

(1) www.wri.org/applications/aqueduct/water-risk-atlas

En France, le Groupe a ainsi défini des plans eau dans ses principales entités utilisatrices d'eau douce (parc de production nucléaire et thermique, Framatome et Dalkia) dans le but de : mieux caractériser les usages de l'eau ; réduire les prélèvements et consommations ; préserver la qualité d'eau et les milieux ; développer des procédés innovants.

En complément et afin de favoriser les synergies entre les unités et les partages d'expériences et de bonnes pratiques, le Groupe a initié en 2024 un groupe de travail sur la sobriété hydrique transverse à toutes les entités du Groupe. Cela concerne aussi bien l'utilisation d'eau pour ses opérations propres, que les activités de l'amont de la chaîne de valeur.

Des exemples d'actions spécifiques sont fournis ci-après. On distingue d'une part les actions visant à réduire les consommations d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité, et d'autre part les actions visant à réduire les prélèvements d'eau pour les process industriels.

3.2.4.2.3.1 Consommations d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité

Dès leur conception, les centrales nucléaires installées le long de rivière de taille moyenne ont été équipées de circuits de refroidissement semi-fermés qui permettent d'optimiser l'utilisation de l'eau et donc de limiter les prélèvements d'eau : l'eau est recyclée au sein du système de refroidissement et une partie de l'eau d'appoint des aéroréfrigérants provient de la réutilisation de l'eau des circuits de réfrigération des auxiliaires nucléaires et conventionnels. Toutefois, une partie de l'eau est consommée (évaporation dans les tours aéroréfrigérantes).

À ce jour, il n'y a pas de solutions techniques connues et opérationnelles pour réduire significativement les consommations d'eau des circuits de refroidissement semi-fermés des centrales nucléaires existantes. En effet, les solutions techniques potentielles n'auraient des effets que très limités et ne seraient applicables qu'à certaines installations. Les consommations d'eau pour le refroidissement sont directement proportionnelles à la production d'électricité. Toutefois, l'ingénierie et la R&D d'EDF réalisent une veille technique internationale sur les sources froides innovantes, avec trois axes d'amélioration potentielle étudiés : la récupération d'eau, la performance des systèmes secs de refroidissement et la performance des condenseurs. Quand c'est pertinent, des expérimentations de solutions innovantes sont testées. C'est le cas par exemple d'une expérimentation en cours avec la start-up Infinite Cooling, dont le but est de récupérer une partie de l'eau contenue dans les panaches de vapeur des tours aéroréfrigérantes. Ce procédé innovant n'a pas encore été testé sur un site nucléaire, mais une expérimentation sur un banc d'essai implanté sur le site nucléaire du Bugey est en cours. Les premiers résultats sont attendus en 2025.

Pour certains sites de production thermique, il est possible d'opter pour un refroidissement à air. C'est le choix qui a été fait pour la centrale thermique près de Norte Fluminense au Brésil et pour l'ensemble du parc en exploitation de PEI. La future centrale bioliquide du Larivot d'EDF PEI en Guyane sera elle aussi équipée de systèmes de refroidissement des moteurs par air avec des aéroréfrigérants secs. Les centrales thermiques en Italie, qui sont localisées dans des zones de stress hydrique, sont quant à elles toutes équipées soit de système de refroidissement à air, soit de système de tours réfrigérantes hybrides [1]. Ainsi, en 2024, la nouvelle centrale thermique de Presenzano a été conçue de manière à garantir une utilisation limitée des ressources en eau grâce à l'adoption de systèmes de refroidissement à air.

Les trois premiers sites choisis pour l'implantation des futurs EPR2 sont deux sites littoraux, n'utilisant donc pas d'eau douce pour le refroidissement, et un site en bord de Rhône. Les nouveaux réacteurs construits en bord de fleuve seront systématiquement équipés d'aéroréfrigérants, permettant de limiter les prélèvements d'eau douce pour le refroidissement et les rejets thermiques, mais induisant une consommation d'eau douce pour le refroidissement (évaporation).

3.2.4.2.3.2 Prélèvements d'eau pour les process industriels

Le Groupe a initié un ensemble d'actions visant à diminuer les prélèvements d'eau dans les différents process industriels.

Mieux quantifier les usages

Dans les plans de sobriété hydrique engagés par les entités du Groupe en France (parc nucléaire et thermique, Dalkia, Framatome), le premier axe d'actions est d'améliorer la **comptabilité des prélèvements** et de **préciser les flux d'eau au sein des sites** pour mieux piloter les usages et pour identifier les stratégies de réduction des prélèvements d'eau.

C'est notamment le cas pour le parc nucléaire existant en France, qui a démarré deux programmes d'actions en ce sens :

- **l'équipement progressif des points de prélèvement d'eau brute** par des compteurs d'eau et débitmètres, lorsque c'est techniquement faisable. En effet, à ce jour, la comptabilisation des prélèvements d'eau brute est souvent estimée de manière indirecte *via* les durées de fonctionnement des pompes et la connaissance de leurs débits. Les sites du Rhône seront les premiers équipés en débitmètres d'ici à fin 2028 ;
- **la réalisation de cartographies des flux d'eau** sur l'ensemble des process industriels de centrales nucléaires : les flux d'eau seront caractérisés depuis les prélèvements jusqu'aux rejets, en précisant les volumes et les qualités requises pour les différents process, avec l'objectif d'identifier les leviers les plus pertinents pour optimiser ou réduire les prélèvements d'eau. Un premier travail de cartographie a été initié en 2024 pour le site de Golfech.

Cela concerne aussi Dalkia qui assure une surveillance adaptée de ses réseaux de chaleur et de froid : thermographie, pilotage à distance de capteurs et compteurs, indicateurs de suivi des performances en eau des réseaux, etc. Cette surveillance permet notamment d'identifier les fuites des réseaux.

Éviter l'utilisation de l'eau douce

Plusieurs entités du Groupe ont réalisé des actions pour éviter les prélèvements d'eau douce quand cela est possible. On peut citer par exemple :

- **le dessalement d'eau de mer** : certains sites sont équipés d'une unité de dessalement, c'est par exemple le cas de la centrale nucléaire de Flamanville et de certaines centrales thermiques comme celle de Jarry Sud en Guadeloupe. Après traitement, l'eau de mer peut être utilisée dans les process industriels, permettant ainsi d'éviter des prélèvements d'eau douce ;
- **valorisation des eaux non conventionnelles :** le Groupe étudie les possibilités d'utilisation d'eau de pluie et d'eaux issues de station d'épuration quand les sites industriels s'y prêtent. Ainsi, en juin 2023, Framatome a installé 7 cuves de stockage d'eau de pluie enterrées sur son site de Montbard. Cette réserve de 2 900 m^3 d'eau permet de couvrir 3 mois d'exploitation sans pompage des eaux de surface. En 2024, le site a utilisé plus de 14 000 m^3 d'eau de pluie soit 74 % des besoins de l'installation. La conception en cours pour les futures centrales nucléaires EPR2 prévues sur les sites de Penly et Gravelines prévoit de réutiliser l'eau issue des stations d'épuration des communes situées à proximité et pour la centrale de Penly des eaux de pluie et drains de falaise pour l'alimentation en eau industrielle.

Réduire l'utilisation de l'eau

Plusieurs entités du Groupe (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'électricité...) ont réduit les prélèvements d'eau en **recherchant les fuites** et en **rénovant les installations** existantes : le meilleur suivi des flux d'eau dans les process va permettre de continuer d'identifier d'éventuelles fuites sur les installations qui pourront être traitées lors des opérations de maintenance.

(1) Un 1er étage de réfrigération à air (sec) et un 2e étage de réfrigération humide (semi-fermé).

Recyclage et réutilisation de l'eau

De nombreuses installations du Groupe ont été dimensionnées dès leur conception avec des circuits fermés ou semi-fermés, c'est-à-dire que l'eau est recyclée en permanence. C'est le cas des circuits primaires et secondaires des centrales nucléaires et des réseaux de chaleur et de froid qui fonctionnent en circuits fermés. Ces systèmes nécessitent toutefois des appoints d'eau pour compenser les fuites, les eaux évaporées et les purges nécessaires à leur exploitation (des volumes d'eau sont extraits en continu de ces circuits, par exemple pour faire des mesures de contrôle ou pour ajuster les concentrations chimiques dans les circuits). Pour les centrales nucléaires en France, des études de faisabilité de REUSE [1] d'effluents industriels sont en cours, afin de réduire les prélèvements d'eau douce pour faire ces appoints. Ainsi, des expérimentations ont été menées en 2022 et 2023 sur les centrales nucléaires de Golfech et de Tricastin, les résultats sont en cours d'analyse.

Sur les centrales thermiques, plusieurs actions de réutilisation des eaux de process ont été mises en œuvre. Ainsi, un système de recyclage des eaux des purges du circuit eau-vapeur a été installé en 2021 sur la centrale thermique de Martigues, ce qui permet de récupérer de l'ordre de 90 000 m^3 par an (soit de l'ordre de 40 % des besoins du site). En 2024, ce sont 25 000 m^3 qui ont été réutilisés, suite à une panne ayant nécessité une opération de maintenance sur le matériel.

L'eau peut aussi être réutilisée entre deux sites industriels voisins. C'est le cas par exemple du site de production d'éponges de zirconium de Jarrie, où Framatome utilise de l'eau provenant de l'industriel voisin. Ce dernier a une obligation (par arrêté préfectoral) de pompage dans la nappe phréatique pour garantir le confinement de pollutions historiques (barrière hydraulique). Le site de Framatome a ainsi réutilisé 1,4 million de m^3 d'eau issue de ce pompage en 2024.

Conception de nouveaux ouvrages

Le Groupe s'engage à concevoir des nouvelles installations qui minimisent l'utilisation de la ressource en eau en couplant l'ensemble des pistes d'actions évoquées ci-avant. C'est notamment le cas pour la construction des nouveaux EPR2 (Penly, Bugey, Gravelines) où les projets visent à diversifier les sources d'alimentation d'eau quand c'est possible, afin de réduire les prélèvements d'eau douce. Cela concerne à la fois :

- l'utilisation d'eau en phase chantier, avec par exemple la récupération et la réutilisation des eaux de pluie et des drains de falaise pour certains besoins fonctionnels des chantiers, des critères de mieux-disance dans les contrats de génie civil ;
- la phase d'exploitation, avec plusieurs pistes de recyclage de l'eau dans les process internes (recyclage des eaux du système de purge des générateurs de vapeur vers le circuit d'extraction ou encore l'alimentation des réservoirs du système d'appoint en eau par de l'eau déminéralisée recyclée) ou l'utilisation d'eau de sources externes (stations d'épuration avoisinantes).

3.2.4.2.3.3 Restauration des milieux aquatiques

Au-delà des réglementations sur les prélèvements et rejets régulant les conditions de production des sites (voir la section 3.2.4.1 « Politiques en matière de ressources hydriques ») et afin de contribuer à restaurer et régénérer les masses d'eau, le groupe EDF a engagé plusieurs actions favorables à la restauration du cycle de l'eau de façon directe ou indirecte, avec des bénéfices également pour la qualité d'eau. C'est notamment le cas d'actions conduites par la division de production nucléaire en France, engagées pour des objectifs en matière de séquestration carbone et/ou de préservation de la biodiversité, et qui peuvent également avoir des bénéfices pour la régulation du cycle de l'eau (voir la section 3.2.5.2.3 « Agir en faveur de la restauration et de la préservation des milieux naturels »).

3.2.4.2.3.4 Maîtrise de l'empreinte eau globale des activités

Depuis 2023, le groupe EDF travaille sur l'empreinte eau de ses filières de production d'électricité afin d'identifier les principaux postes de consommations d'eau, sur l'ensemble de l'analyse cycle de vie. Ces analyses se basent sur l'indicateur ACV AWARE (*Available Water Remaining*) de la méthode PEF (*Product Environmental Footprint*) retenue par le JRC (*Joint Research Centre, European Commission*). D'autres travaux visant à caractériser l'empreinte environnementale, dont l'empreinte eau, sont entrepris. Ainsi EDF Renouvelables a travaillé sur l'empreinte nature de ses activités, en se basant sur la méthodologie SBTN (*Science-Based Targets Network*) et un travail similaire a été engagé pour les parcs nucléaires et thermiques.

Par ailleurs, certaines activités en amont de la chaîne de valeur du Groupe étant matérielles vis-à-vis de la ressource en eau, le Groupe a engagé des actions visant à mobiliser ses fournisseurs sur ces sujets :

- des ateliers avec les fournisseurs d'uranium ont été réalisés en 2024 afin de construire une vision commune de la caractérisation de leurs empreintes eau. Le dialogue avec les fournisseurs va se poursuivre concernant leurs cibles de réduction de l'empreinte eau de leurs installations et des leviers actuels et futurs pour les atteindre ;
- des ateliers d'intelligence collective ont été organisés avec les fournisseurs volontaires des secteurs du génie civil, des équipements de protection et des vêtements de travail pour co-construire les leviers achat pertinents afin de réduire l'empreinte eau de chaque segment d'achat tout en identifiant les risques et opportunités du déploiement de ces leviers. Ces ateliers ont été réalisés dans le cadre du « Club Fournisseurs RSE » en parallèle de ceux concernant la décarbonation (voir la section 3.2.2.1.2.2 « Réduction des émissions indirectes »).

3.2.4.2.4 Cibles relatives aux prélèvements et consommations d'eau

3.2.4.2.4.1 Consommations d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité

Afin d'assurer que les enjeux de durabilité matériels du Groupe en termes de consommations d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité soient traités de manière efficace, le suivi suivant est mis en place :

Cible	Référence	Revue	Périmètre	2024
Intensité hydrique en kWh de la production d'électricité : rester sous le seuil de 0,9 L/kWh	2016	Annuelle	Groupe	0,86 L/kWh

Cette cible volontaire sur l'intensité hydrique en kWh de la production d'électricité permet d'assurer que le Groupe limite sa consommation d'eau par unité d'électricité produite. Il s'agit de la consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produit (en L/kWh). L'objectif du Groupe sur cet indicateur est de ne pas dépasser le seuil de 0,90 L/kWh. Compte tenu de l'évolution prévue des moyens de production d'électricité (augmentation de la part des énergies renouvelables et de la production nucléaire en bord de mer), l'intensité eau à l'échelle du Groupe devrait baisser dans les années à venir. Ainsi, le seuil retenu a été diminué de 0,05 L/kWh par rapport au seuil de 0,95 L/kWh que le Groupe se fixait depuis 2016. En 2024, l'indicateur s'établit à 0,86 L/kWh. À noter que ce chiffre, tout en étant inférieur au seuil, est en légère hausse par rapport à 2022 et 2023 du fait de l'augmentation de la production nucléaire d'électricité.

(1) Réutilisation des eaux usées traitées.

3.2.4.2.4.2 Prélèvements d'eau pour les process industriels

Le groupe EDF travaille sur l'établissement d'une cible de réduction de ses prélèvements d'eau pour les process industriels à la maille du Groupe (il s'agira d'une cible volontaire). Des cibles ont d'ores et déjà été prises ces dernières années dans certaines entités du Groupe (c'est le cas du parc nucléaire et thermique en France, de Dalkia, de Framatome) : ces cibles sont en cours de mise à jour et de consolidation.

3.2.4.2.5 Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau

3.2.4.2.5.1 Consommations d'eau pour des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité

La grande majorité (97 %) de l'eau douce prélevée par le Groupe est directement restituée au milieu naturel, elle n'est donc pas consommée. L'eau consommée par le Groupe est essentiellement l'eau douce de surface, évaporée par les systèmes de refroidissement des centrales nucléaires et thermiques en circuit semi-fermé. En 2024, le Groupe a ainsi consommé 442 millions de m^3 d'eau douce pour le refroidissement des installations de production d'électricité nucléaire et thermique (445 millions de m^3 si on inclut la consommation d'eau salée et d'eau saumâtre), soit 17 % de plus qu'en 2023 (377 millions de m^3), en lien avec l'augmentation de la production nucléaire d'électricité en France.

La consommation d'eau douce des sites de production d'électricité du Groupe situés dans des zones exposées à un stress hydrique élevé et très élevé (voir la section 3.2.4.2.2 « Sites en zone de stress hydrique »), s'élève à 32 millions de m^3 soit 7 % de la consommation d'eau douce du Groupe.

Précisions sur les indicateurs

Les consommations d'eau ne peuvent pas être mesurées directement (il s'agit d'eau évaporée ou de fuites). Pour chaque site, la consommation d'eau est donc :

- soit, pour les centrales thermiques, calculée par différence entre les mesures de prélèvements d'eau et les mesures de rejets liquides du site ;
- soit, pour les centrales nucléaires en circuit semi-fermé, modélisée en utilisant des formules de calcul spécifiques par site intégrant, entre autres paramètres, le fonctionnement des aéroréfrigérants et les conditions météorologiques. Ce cas représente environ 99 % des volumes consommés reportés du Groupe.

Ces méthodes de calcul induisent donc des incertitudes, toutefois les méthodes sont établies suivant les protocoles réglementaires en accord avec les autorités en charge, les mesures font l'objet de vérifications et sont suivies dans le cadre du système de management environnemental du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

Les consommations sont suivies pour chaque installation, puis agrégées à l'échelle du Groupe.

L'analyse des sites localisés en zone de stress hydrique a été réalisée en utilisant l'outil Aqueduct, comme précisé à la section 3.2.4.2.2 « Sites en zone de stress hydrique ». La consommation d'eau des sites en zone exposée à un stress hydrique élevé et très élevé est la somme des consommations d'eau des sites concernés.

3.2.4.2.5.2 Prélèvements pour les process industriels

En 2024, le Groupe a prélevé 43 millions de m^3 d'eau pour les process industriels. La majorité provient d'eau de surface ou de réseaux tiers.

Précisions sur les indicateurs

Pour chaque site, les volumes prélevés sont :

- soit mesurés directement en temps réels par des compteurs d'eau ou débitmètres ;
- soit estimés sur la base du temps de fonctionnement des pompes et de leur débit nominal de fonctionnement.

Les volumes estimés comportent donc des incertitudes, toutefois le Groupe adopte une démarche conservative dans l'application de ces méthodes. Ces méthodes sont établies suivant les protocoles réglementaires en accord avec les autorités en charge, les mesures font l'objet de vérifications et sont suivies dans le cadre du système de management environnemental du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

Le Groupe travaille pour améliorer le comptage de ces volumes (voir la section 3.2.4.2.3.2 « Prélèvements d'eau pour les usages industriels »).

3.2.4.2.5.3 Quantité totale d'eau recyclée et réutilisée (en m^3)

Du fait de la diversité des installations d'une part et du manque de mesures de certains flux d'eau d'autre part, ces métriques ont été quantifiées sur quelques installations. Le Groupe travaillera à compléter ces indicateurs. Des informations qualitatives sont fournies à la section 3.2.4.2.3.2 « Prélèvements d'eau pour les process industriels ».

- Dans les centrales nucléaires en circuit semi-fermé en France, l'eau des circuits de réfrigération des auxiliaires nucléaires et conventionnels est réutilisée comme eau d'appoint aux aéroréfrigérants, ce qui permet de limiter les prélèvements d'eau des circuits de refroidissement. Le volume d'eau ainsi réutilisé en 2024 est de l'ordre de 1 100 millions de m^3, soit 54 % du volume des prélèvements pour appoint du condenseur principal des centrales en circuit fermé. Ce volume est de 62 millions de m^3 pour le site situé en zone de stress hydrique (45 % du volume d'appoint au condenseur principal).
- Sur la centrale thermique de Martigues, le système de recyclage des eaux des purges du circuit eau-vapeur a permis de réutiliser 25 000 m^3 en 2024.
- Sur le site Jarrie de Framatome, en 2024, le site a réutilisé 1,4 million de m^3 d'eau issue du pompage du site industriel voisin.

En complément, le Groupe a lancé plusieurs projets visant à recycler et/ou réutiliser de l'eau quand cela est techniquement possible, dans une démarche collective de sobriété hydrique (voir la section 3.2.4.2.3.2 « Prélèvements d'eau pour les usages industriels »). Ces expérimentations sont en cours et tous les flux réutilisés ne sont pas mesurés pour le moment. Il n'est donc pas possible à ce jour de fournir un chiffre consolidé des volumes d'eau réutilisés. Le Groupe travaille pour améliorer le comptage de ces volumes.

3.2.4.2.5.4 Intensités hydriques

Intensité hydrique en chiffre d'affaires (en m^3/€)

L'intensité hydrique par chiffre d'affaires [1] représente la consommation d'eau totale en m^3 résultant des opérations propres sur le chiffre d'affaires (ratio de la consommation d'eau en mètres cubes sur le chiffre d'affaires consolidé hors trading en euros), elle est de 0,004 m^3/€ en 2024. Cet indicateur pourrait fortement varier avec la performance de l'entreprise mais aussi du fait de la seule dimension prix de l'énergie, sans lien direct avec l'utilisation d'eau et les actions mises en place.

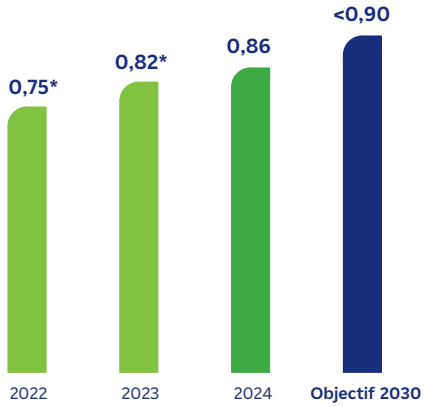
(1) Chiffre d'affaires consolidé hors trading (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024).

Intensité hydrique par kWh

Indicateur clé de performance du Groupe

Le Groupe utilise depuis 2016 un indicateur d'intensité hydrique par kWh calculée sur la consommation d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité rapportée à la production d'électricité*. L'intensité eau du Groupe est de 0,86 L/kWh en 2024, inférieure au seuil fixé, malgré une hausse comparée à 2022 et 2023 du fait de l'augmentation de la production nucléaire d'électricité. Compte tenu de l'évolution prévue des moyens de production d'électricité, l'intensité eau à l'échelle du Groupe devrait tendre à la baisse dans les années à venir.

Intensité hydrique par kWh (en L/kWh)



* *Cet indicateur était jusqu'alors calculé sur la moyenne des cinq dernières années. Il est maintenant fourni en valeur annuelle. Les valeurs pour les années 2022 et 2023 sont donc différentes de celles des rapports URD 2022 et 2023 (0,83 et 0,83 L/kW).*

3.2.4.3 Partage de la ressource en eau

Dans le cadre des principes de la politique eau du Groupe comprenant un volet sur le rôle de gestionnaire multi-usage de la ressource en eau en France, le Groupe a initié plusieurs actions pour mieux gérer ses enjeux de durabilité liés à la ressource en eau et développer l'opportunité de valorisation de son savoir-faire dans la gestion et le partage de l'eau.

3.2.4.3.1 Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau

EDF veille en permanence à mener la gestion des aménagements hydrauliques qu'elle exploite en concertation avec les parties prenantes (État, collectivités locales, agences de l'eau, associations, etc.). Ainsi, en France le groupe EDF participe aux instances de gouvernance et de gestion nationale et locale de l'eau (comité national de l'eau, comités de bassins, commissions locales de l'eau, etc.), et est représenté par l'UFE [1] dans les instances de gouvernance de chaque bassin.

EDF s'est dotée depuis 2003 d'une instance interne de coordination de l'eau en France dont la gestion opérationnelle est confiée à la Direction d'EDF Hydro. Elle a pour mission d'organiser la veille et le partage d'informations sur les enjeux de l'eau de façon transverse entre les entités productrices d'énergie en France métropolitaine et de favoriser les synergies quand il y a lieu dans la gestion opérationnelle de l'eau. Cette coordination permet au Groupe de garantir une exploitation optimale de l'ensemble des ouvrages de production d'électricité en France en intégrant les multiples facteurs d'exploitation en lien avec la ressource en eau et les installations de production d'électricité : tenue des côtes et garantie du soutien d'étiage au droit des barrages, anticipation des évolutions des températures et des débits des cours d'eau au droit des centrales thermiques et nucléaires, organisation des lâchers d'eau.

Afin de renforcer ce rôle clé dans la gestion multi-usage en faveur des autres usagers de l'eau et permettre à des parties prenantes externes de bénéficier des compétences techniques et stratégiques ainsi développées, le groupe EDF a engagé plusieurs actions clés pour mieux gérer ces enjeux de durabilité et opportunités :

- **renouvellement des conventions de soutien d'étiage :** EDF Hydro assure le soutien des débits d'étiage de cours d'eau à partir d'un grand nombre des retenues qu'elle exploite, permettant ainsi de préserver les milieux aquatiques et de sécuriser les usages de l'eau en aval (parmi lesquels par exemple l'alimentation en eau potable ou l'irrigation). Dans un contexte de changement climatique, EDF Hydro s'attache à renouveler périodiquement les conventions de soutien d'étiage avec les acteurs des bassins hydrographiques, avec dans certains cas des augmentations des volumes de soutien d'étiage. À titre d'exemple, EDF Hydro a signé en 2024 avec les 3 départements concernés (Lozère, Ardèche, Haute Loire) une convention concernant la contribution des aménagements de Montpezat au soutien d'étiage de l'Ardèche, du Chassezac et de la Loire. Dans le cadre de la convention, des études seront réalisées permettant d'une part, d'optimiser le soutien d'étiage et d'autre part d'optimiser la production énergétique des installations hydroélectriques tout en intégrant les prévisions liées au changement climatique ;
- **projets de STEP :** le groupe EDF travaille sur des projets de conception de nouvelles STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) en France qui permettront d'augmenter la flexibilité dans la production énergétique et donc de façon induite de libérer de la capacité de soutien d'étiage sur d'autres aménagements, tout en préservant les ressources en eau (en effet, les STEP fonctionnent en « circuit fermé », puisque l'eau est réutilisée entre deux réservoirs amont et aval). Le projet de consultation de la PPE3 (Programmation pluriannuelle de l'énergie) prévoit le développement de STEP pour un potentiel de 1,5 GW identifié en vue de mises en service entre 2030 et 2035. Un premier projet est déjà bien avancé, il s'agit du projet Vouglans-Saut-Mortier (situé dans le Jura) dont l'objectif est d'augmenter les volumes d'eau stockés, en réutilisant les aménagements existants. Au-delà de l'augmentation de la capacité de production d'électricité décarbonée, ce projet sera bénéfique pour le milieu naturel et les autres usages de l'eau (débits de soutien d'étiage, rafraîchissement des milieux aquatiques à l'aval en période estivale, côte touristique) ;
- **compétences techniques en modélisation de la ressource en eau :** le groupe EDF a développé une compétence reconnue en prévision de la ressource en eau en France, qui s'appuie notamment sur un réseau de stations de mesures hydrométéorologiques réparties dans tous les bassins versants sur lesquels EDF exploite des installations. Au-delà de l'apport interne (gestion des crues, anticipation des étiages et remplissage des barrages…), ces compétences sont aussi valorisées en externe, avec à titre d'exemples :
  - la fourniture d'outil de modélisation et appui technique auprès de certaines parties prenantes impliquées dans la gestion opérationnelle de la ressource en eau ;

(1) Union Française de l'Électricité.

- la contribution à des projets scientifiques collaboratifs, avec par exemple en 2024 la participation au projet Explore 2 [1];
- le développement d'un jumeau numérique de bassin versant à l'échelle de la Loire, afin de modéliser les évolutions de la ressource en eau naturelle et des usages de l'eau suivant différents scénarios de changement climatique. Ces travaux ont vocation à être consolidés en partenariat avec des organismes scientifiques et partagés avec les acteurs de l'eau.

3.2.4.3.2 Cible et indicateur relatifs à la gestion multi-usage de la ressource en eau

Afin d'assurer que l'enjeu de durabilité matériel en termes de gestion multi-usage de la ressource en eau soit traité de manière efficace, le suivi suivant est mis en place :

Indicateurs associés	Cible	Référence	Revue	Périmètre	2022	2023	2024
Satisfaction de la demande en soutien d'étiage	100 %	-	Annuelle	EDF Hydro	100 %	100 %	100 %

Cette cible concerne le parc hydro-électrique en France continentale géré par EDF Hydro. Elle vise à satisfaire la demande en soutien d'étiage dans la limite des modalités contractualisées. En 2024, les stipulations contractuelles de soutien d'étiage en France ont été respectées.

Cette gestion volontaire du multi-usage de l'eau a conduit EDF à délivrer en moyenne par an plus de 465 Mm^3 sur les 10 dernières années. Il s'agit d'une cible volontaire, spécifique à EDF, intégrée aux engagements *act4nature* (2023-2025).

3.2.4.4 Dépenses et efforts de recherche alloués aux actions en matière de ressources hydriques

Les outils de gestion du groupe ne permettent pas, pour la première année d'application de la CSRD, un chiffrage exhaustif des actions en lien avec la protection des ressources hydriques. Pour les prochaines années, des travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière de ressources hydriques.

En 2024, en complément des actions et des dépenses réalisées sur les actifs de production, le Groupe contribue grâce à ses efforts de recherche et développement identifiées, pour 18 M€ à la protection et la gestion de l'eau de manière intégrée et soutenable.

(1) Projet piloté par l'INRAE et l'OIEau visant à actualiser les connaissances sur l'impact du changement climatique sur l'hydrologie en France, à partir des dernières publications du GIEC : professionnels.ofb.fr/fr/node/1244

3.2.5 ESRS E4 - Biodiversité et écosystèmes

Les activités d'EDF, dans ses opérations directes ou dans sa chaîne de valeur, interagissent avec les milieux naturels terrestres, aquatiques et marins. EDF agit sur ses impacts et dépendances les plus significatifs, en lien avec les facteurs de pression majeurs sur la biodiversité, de manière à tendre vers la réduction de la contribution de ses activités à ces facteurs de pression ; la recréation des espaces et des conditions favorables à la biodiversité et le renforcement de l'amélioration de la connaissance et son partage.

Le Groupe s'appuie pour cela sur l'expérience et les compétences de sa R&D et ses ingénieries, ainsi que ses programmes de suivi de l'exploitation de ses ouvrages.

Le groupe EDF travaille sur la résilience de sa stratégie et modèle d'affaires en rapport avec la biodiversité et les écosystèmes dans le cadre de son engagement *TNFD Early Adopter 2026*. Le Groupe utilisera notamment à cet effet les outils mis à disposition par la TNFD.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les impacts et risques suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Impact sur les écosystèmes	Dégradation des écosystèmes	L'artificialisation des sols causée par les activités de construction, déconstruction et exploitation du Groupe, peut conduire à la dégradation des écosystèmes. Les activités de la filière hydro-électrique peuvent également contribuer à cette dernière *via* la modification des régimes hydrologiques.	Court, moyen et long termes
	Amélioration des écosystèmes	Certaines activités menées par le Groupe peuvent contribuer à l'amélioration de la résilience des écosystèmes, notamment *via* l'effet récif et l'effet réserve, des parcs éoliens *offshore*, la présence des écosystèmes sous les lignes électriques, le soutien d'étiage en période de sécheresse et sur le foncier non industriel du Groupe.	Court et moyen termes
	Impact *via* les ressources amont	La construction et l'exploitation des infrastructures de production d'énergie nécessitent des ressources issues de l'exploitation minière, des combustibles fossiles et différentes matières premières (notamment biomasse) pouvant conduire à la destruction ou à la modification des écosystèmes.	Court et moyen termes
Perte de biodiversité (1)	Perte de biodiversité	Les activités de construction/déconstruction du Groupe, mais également les activités d'exploitation peuvent conduire à une perte de biodiversité (ex. percussion/électrocution avifaune, modification de continuité piscicole)	Court terme

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Perte de biodiversité (1)	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale pourraient entraver l'implantation de nouvelles infrastructures énergétiques d'EDF, du fait de refus d'autorisations ou de pénuries de terrains adéquats. Elles pourraient entraîner des coûts supplémentaires, notamment en matière de restauration des écosystèmes, et compliquer la mise en conformité des installations existantes et les opérations de déconstruction.

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

Le groupe EDF a identifié les **impacts, risques et opportunités matériels** à l'aide de sources internes et externes telles que les lignes directrices de la TNFD pour le secteur de l'énergie ou encore le programme *Nature Positive Energy System* du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les contributeurs internes incluent les référents biodiversité de chaque filière du Groupe, de la Direction Impact, des membres de la Direction Financière, achats, risques Groupe ; les contributeurs externes incluent les membres du comité des parties prenantes. Les intérêts des communautés affectées ont été intégrés indirectement *via* ces différentes sources.

Le Groupe a identifié des **dépendances** à l'égard de la biodiversité, des écosystèmes et des services écosystémiques, notamment *via* l'analyse des dépendances de ses chaînes de valeur. Cette analyse des dépendances s'est basée sur l'identification d'intrants clés issus du modèle des six capitaux de l'*Integrated Reporting Council*, incluant le capital environnemental. Ce capital inclut notamment pour EDF l'eau et les minéraux. Le Groupe a identifié un risque lié à la dépendance aux services écosystémiques, précédemment identifié dans la cartographie des risques du Groupe : il s'agit du risque systémique de dégradation voire de perte de services écosystémiques pouvant impacter la production d'énergie du groupe EDF. Les services écosystémiques ciblés par ce risque sont notamment le cycle de l'eau. Ce risque est adressé dans la section 3.2.4 « ESRS E3 - Ressources hydriques ».

Les risques et opportunités matériels n'ont pas nécessité d'analyse de scénarios spécifiques, la cartographie des risques d'EDF intégrait déjà les risques liés à la biodiversité. Une analyse des **risques et opportunités** en matière de biodiversité est menée par EDF selon l'analyse de double matérialité sur les dépendances et impacts, appuyée sur la base de données ENCORE (*Exploring Natural Capital Opportunities, Risks and Exposure*). Il ressort de l'analyse de matérialité des risques physiques et de transition.

La production d'énergie peut contribuer de manière significative aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité tels que le changement d'usage des terres, mers et eaux douces, le changement climatique (voir la section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique »), la pollution (voir la section 3.2.3 « ESRS E2 - Pollution ») et l'utilisation des ressources (voir la section 3.2.6 « ESRS E5 - Utilisation de ressources et économie circulaire »). Par ailleurs, le Groupe peut avoir des incidences potentiellement significatives sur l'étendue et l'état des écosystèmes.

Sur le périmètre des opérations directes, les activités de construction/déconstruction, mais également les activités d'exploitation peuvent conduire à une perte de biodiversité (ex. percussion/électrocution avifaune, modification de continuité piscicole) et une modification des écosystèmes. En phase d'exploitation, l'hydroélectricité peut occasionner des impacts significatifs par la modification des régimes hydrauliques.

Des mesures d'atténuation de ces impacts négatifs sont menées, pour plus d'informations, voir la section 3.2.5.2. « Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes ».

Cependant, les actions menées par le Groupe peuvent aussi contribuer à l'amélioration de la résilience des écosystèmes, notamment *via* l'effet récif et de réserves, des parcs éoliens *offshore*, la présence des écosystèmes sous les lignes électriques, la fréquentation de nichoirs à faucons sur les points hauts des sites nucléaires (avec nidification et envol de fauconneaux), le soutien d'étiage en période de sécheresse et les actions menées par le Groupe pour la biodiversité sur le foncier non industriel. Par ailleurs, les programmes de recherche pluriannuels et multi-partenaires notamment sur la thermie-hydrobiologie montrent qu'il n'y a pas d'incidence significative des rejets thermiques liés à l'exploitation des centrales nucléaires sur les milieux aquatiques (voir la section 3.2.3 « Pollution »).

Compte tenu de cette analyse de matérialité, en application des principes de l'ESRS 2, la liste des sites importants du Groupe comprend les projets du Groupe en phase de construction ou déconstruction. Ces projets sont tous couverts par une étude d'impact et un plan d'action biodiversité. La liste ci-dessous reprend les projets en phase chantier de plus grande envergure conduits par le Groupe en 2024, ayant nécessité une grande attention concernant les pressions de changement d'usage des terres, mers et eaux douces du fait de l'impact potentiel sur les écosystèmes.

Technologie	Localisation	Projet
Nucléaire	France	Construction de l'EPR2 Penly : premiers travaux de terrassement
	Royaume-Uni	Construction de la centrale d'Hinkley Point C
Éolien	France	Construction du Parc éolien en mer de Fécamp ~500 MW
	France	Construction du parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer) ~ 450 MW
	France	Construction du parc éolien flottant en mer de Provence Grand Large ~ 25 MW
	Royaume-Uni	Construction du parc éolien en mer de Neart Na Gaoithe ~ 450 MW
Hydroélectricité	France	Installation d'un nouvel équipement (turbine-pompe) au barrage actuel de Saut-Mortier

De nombreux sites de production d'électricité sont situés dans (ou proches) des zones protégées ou qualifiées comme riches en biodiversité. À titre d'illustration, sur le parc hydroélectrique exploité par EDF Hydro en France, 134 ouvrages de retenue et prise d'eau sont situés sur un cours d'eau classé en liste 2 [1], dont des axes de grands migrateurs, qui revêtent ainsi une sensibilité particulière en termes de continuité écologique sédimentaire et piscicole. Cette analyse permet d'identifier les actions d'EDF Hydro sur les dispositifs de franchissement piscicole (voir la section 3.2.5.2 « Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes »).

En 2018, l'UNEP WCMC a évalué les sensibilités à la biodiversité des sites de production d'électricité du groupe EDF dans le monde. L'analyse de sensibilité a fait usage d'un cadre d'analyse spatiale basé sur 12 jeux de données spatiales à l'échelle mondiale, disponibles dans l'outil IBAT (*Integrated Biodiversity Assessment Tool*). L'analyse a inclus les données sur la distribution d'espèces menacées, d'aires protégées, d'écorégions vulnérables et des zones importantes pour la conservation, comme les *Key Biodiversity Areas* (KBA). Au total, 1 078 sites ont été inclus dans l'analyse provenant de 26 pays et territoires politiques.

Le Groupe a entrepris la mise à jour de ces informations, en démarrant par le périmètre d'EDF Renouvelables. Basés sur les nouvelles fonctionnalités de l'outil IBAT (*Integrated Biodiversity Assessment Tool* – disponibles depuis septembre 2024) et dans l'esprit de la méthodologie LEAP de la TNFD, ces travaux qui devraient aboutir en 2025 viseront à compléter les informations pertinentes quant aux sites du Groupe situés à proximité de zones sensibles pour la biodiversité, tout en renforçant les outils de cartographie et d'analyse internes qui fondent l'action opérationnelle locale des métiers en matière de biodiversité [2].

Sur le périmètre de la chaîne de valeur du groupe EDF, les impacts sont principalement liés à l'achat de matières premières pour la construction des infrastructures (toutes filières) et les combustibles utilisés (uranium, gaz, bois).

Au titre des risques et opportunités matériels identifiés ci-avant, des impacts actuels significatifs ont été évalués, et sont présentés dans les états financiers du Groupe, voir pour plus de détails la section 6.1 des comptes consolidés et la note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

3.2.5.1 Politiques en matière de biodiversité

La politique RSE du groupe EDF (détaillée dans la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise ») structure les engagements du Groupe sur son périmètre direct et indirect, sur plusieurs thématiques dont celles liées à la biodiversité et aux écosystèmes. Les enjeux de l'ambition « Zéro émission nette » du groupe EDF sont indissociables d'une approche en faveur de la biodiversité.

(1) La Loi sur l'Eau et Milieux Aquatiques (LEMA) de 2006 transcrit la Directive Cadre sur l'Eau (DCE) et introduit le classement des cours d'eau en 2 listes. Pour les tronçons de cours d'eau classés en liste 2, tout ouvrage faisant obstacle doit être équipé de manière à pouvoir assurer la continuité écologique.

(2) En France, les données publiques fournies par l'Inventaire National du Patrimoine Naturel, géré par le Muséum national d'Histoire naturelle, constituent pour le moment, la référence.

Pour limiter son empreinte environnementale tout au long du cycle de vie de ses installations et activités, le groupe EDF cherche à agir de manière responsable à l'égard du foncier qu'il détient ou dont il dispose en concession. Dans ce cadre, les entités du Groupe veillent à limiter l'artificialisation et l'imperméabilisation des sols, à optimiser et valoriser le foncier en conformité avec la réglementation, notamment par la mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usage du foncier. En complément, le Groupe veille à la durabilité de ses approvisionnements en biomasse pour lesquels il s'engage à accroître la part de bois issue de forêts certifiées PEFC ou FSC. En particulier, aucune forêt, directement ou indirectement, ne disparaîtra pour les besoins énergétiques d'EDF.

Le Groupe a renouvelé en 2023 son engagement dans deux dispositifs volontaires : « *Entreprises engagées pour la Nature* », sous l'égide de l'Office français de la biodiversité ; et « *act4nature international* », sous l'égide de l'association Entreprises pour l'environnement (Epe), avec pour objectifs de :

- réduire la contribution de ses activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité sur les terres, eaux et océans sur la chaîne de valeur, à travers des approvisionnements, l'optimisation des matériaux en fin de vie ou encore l'accompagnement des clients dans la sobriété énergétique ;
- recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité ;
- renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager ;
- renforcer la gouvernance et la sensibilisation en la matière.

Les engagements et actions du Groupe ont été reconnus conformes aux critères de l'initiative *It's now for nature* en octobre 2024, participant ainsi à la campagne lancée par *Business for nature* à l'occasion de la COP16. Aujourd'hui, la politique sur les pratiques durables sur les océans/mers n'est pas distincte des politiques sur les autres écosystèmes.

Les engagements sociaux du groupe EDF vis-à-vis des communautés affectées sont présentés dans la section 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées ».

3.2.5.2 Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes

EDF cherche à réduire au maximum ses impacts négatifs et générer plus d'impacts positifs sur ses opérations directes et dans sa chaîne de valeur. Par ailleurs, le groupe EDF s'est engagé régulièrement depuis 2014, dans des initiatives de contribution volontaire à l'opérationnalisation de la Stratégie nationale biodiversité (SNB) française telles qu'*Entreprises engagées pour la nature* et *act4nature international*. Le détail des actions volontaires sur lesquelles le groupe EDF s'est engagé est disponible sur le site de ces initiatives.

EDF est engagée dans de nombreux partenariats avec des structures associatives et institutionnelles pour intégrer les enjeux de biodiversité dans la gestion de son foncier, dans ses projets et contribuer à la restauration ou à la préservation de milieux naturels. En France, le Groupe travaille avec ses partenaires historiques nationaux, notamment :

- **FCEN** (Fédération des conservatoires d'espaces naturels) : formation, sensibilisation et projets concrets, notamment autour des zones humides ;
- **LPO** (Ligue pour la protection des oiseaux) : accompagnement de projets locaux notamment sur les faucons pèlerins sur le parc thermique et nucléaire, création de refuges pour la faune ;
- **MNHN** (Muséum national d'Histoire naturelle) : collaboration sur des projets de recherche ;
- **réseau des CBN** (Conservatoires botaniques nationaux) : opérations de végétalisation à partir de semences locales ;
- **UICN** (Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature) : accompagnement à l'intégration de la biodiversité dans la démarche du Groupe ;
- **UNCPIE** (Union nationale des centres permanents d'initiatives pour l'environnement) : concertations locales pour promouvoir la préservation de la biodiversité.

Localement, ce sont plus de 100 partenariats qui visent à aider les sites dans leur démarche menée en faveur de la biodiversité. Le partenariat avec la Fédération nationale de la pêche en France (FNPF) se poursuit via le financement et le pilotage d'actions en faveur des milieux aquatiques (une convention cadre et près de 50 conventions locales avec les fédérations départementales).

Tous les deux ans environ, EDF réunit ses partenaires de niveau national pour challenger et revoir le bilan des engagements volontaires du Groupe sur la biodiversité.

3.2.5.2.1 Renforcer l'amélioration des connaissances et les partager

Suivis en exploitation

Les impacts sur l'environnement et la biodiversité des ouvrages en exploitation, notamment nucléaires, font l'objet d'une surveillance menée en France par les équipes d'EDF et par des organismes scientifiques tels que l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (IFREMER) ou l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR). EDF met en œuvre une surveillance environnementale au droit de l'ensemble des sites nucléaires en exploitation et en déconstruction. La surveillance chimique, physico-chimique, hydro-écologique et microbiologique mise en œuvre ces dernières années permet de conclure à l'absence d'influence des sites nucléaires d'EDF sur le fonctionnement écologique des cours d'eaux et du milieu marin. EDF réalise également une surveillance spécifique en cas de conditions estivales particulières (périodes dites de « canicule »). Cette surveillance a permis de démontrer l'absence d'effet notable du fonctionnement des centrales nucléaires concernées sur les milieux récepteurs. Les données collectées dans le cadre de ces suivis sur plusieurs décennies ont montré que la radioactivité présente dans l'environnement des sites nucléaires d'EDF est majoritairement d'origine naturelle. La contribution des rejets d'effluents des sites nucléaires d'EDF à l'apport de radioactivité dans l'environnement est extrêmement faible et stable sur la dernière décennie. Les niveaux de radioactivité observés, en lien avec les rejets d'effluents des sites nucléaires d'EDF, sont sans impact sanitaire et sur l'environnement, en cohérence avec les conclusions des études d'impact.

Les sites thermiques de CCG Martigues et la centrale de Cordemais mettent en place des suivis hydrobiologiques depuis plusieurs années. Les principaux groupes suivis sont les poissons, le plancton, les invertébrés benthiques et les posidonies.

C'est également le cas des parcs éoliens et photovoltaïques qui font l'objet de suivis de la biodiversité encadrés selon des réglementations ou des études bien spécifiques. Concernant le parc de Saint-Nazaire mis en service depuis presque deux ans, le suivi des fondations des éoliennes est réalisé notamment par plongées sous-marines. Les plongées révèlent peu de différences en nombre d'espèces par rapport à l'état initial.

Le groupe EDF participe au projet *Aires marines sentinelles*, avec deux sites éoliens (Provence Grand Large, Saint-Nazaire) et un site nucléaire (Gravelines en France). Ce projet participe au réseau de surveillance pérenne de la biodiversité côtière en France hexagonale et de son évolution, centré notamment autour d'aires marines protégées et de sites de production d'électricité. L'objectif est d'inventorier et suivre sur le long terme la biodiversité marine et son évolution, en lien notamment avec les changements globaux (notamment climatiques). En 2023-2024, 211 échantillons d'ADNe (90 en Atlantique et 121 en Méditerranée) ont été prélevés sur les 13 aires marines sentinelles suivies avec le soutien des partenaires locaux (PatriNat, réserves et parcs éoliens principalement). Le financement EDF a permis de réaliser la filtration et l'analyse de 170 échantillons sur les 211 analysés.

Recherche et développement

Même si les travaux de recherches ont démarré il y a 50 ans, il reste encore de nombreuses questions de compréhension et d'évaluation d'impact auxquelles EDF R&D et ses partenaires scientifiques cherchent à apporter des réponses. La recherche sur la protection de l'environnement implique près de 200 chercheurs et techniciens ainsi qu'une cinquantaine de partenaires scientifiques. Quatre projets de R&D traitent la majeure partie des questions de recherche du Groupe sur la biodiversité :

- le projet **BIODIV'** vise à évaluer les impacts des installations de production d'électricité d'origine nucléaire, thermique et hydroélectrique sur la biodiversité et situer ces impacts dans un contexte de changements globaux ; proposer des outils scientifiques et technologiques pour mieux évaluer, maîtriser et diminuer l'impact écologique des installations d'EDF ; apporter une expertise pour optimiser les choix technologiques des ouvrages visant à diminuer les impacts des installations d'EDF sur la biodiversité et développer des approches coûts-bénéfices de ces ouvrages, proportionnées aux enjeux écologiques et industriels. Ce projet a produit, entre 2018 et 2021, 50 publications dans des revues externes, dont une dans la revue Nature, ainsi que 52 communications en colloques. L'INRAE et la R&D d'EDF ont mis en place, depuis 2009, une équipe commune de recherche HYNES afin de collaborer sur le développement d'approches écologiques des milieux aquatiques et – depuis 2019 – sur les milieux terrestres ;
- le projet ***Renewables Environment and Sustainability*** **(REES)**, vise à développer des solutions innovantes et efficaces pour réduire les impacts de l'éolien (terrestre et maritime) et du solaire sur l'environnement et sur la biodiversité, tout en optimisant le productible. Dans le cadre de ce projet, une thèse réalisée de 2023 à 2026, en partenariat avec l'Institut de recherche pour le développement (IRD) porte sur la modélisation et la prédiction du comportement des oiseaux marins par rapport aux parcs éoliens en mer. Basée sur le développement d'une architecture de réseaux de neurones profonds pour la simulation de trajectoires d'oiseaux marins, cette thèse a remporté en 2024 le prix du meilleur poster aux « Journées scientifiques de l'éolien » (24-25 janvier 2024 à St Malo) et fait l'objet d'une présentation à la « *Seabird Group Conference* » (2-6 septembre 2024, à Coimbra, au Portugal).

En 2024, les projets BIODIV et REES ont permis la réalisation de 7 nouvelles publications, 8 communications en colloques internationaux et assurent la réalisation de 11 thèses ;

- le projet ***Séquestration Carbone, foncier et solutions naturelles*** **(CACTUS)** vise à évaluer la réalité et la pérennité des actions de stockage de carbone par des solutions naturelles et à définir les modalités pour maximiser les bénéfices de telles actions sur la biodiversité et le cycle de l'eau. Ce projet contribue plus généralement au développement des solutions naturelles d'adaptation au changement climatique ;
- le projet ***Empreinte environnementale production*** a pour finalité de mieux évaluer l'empreinte environnementale sur tous les milieux. Plusieurs méthodes ont été testées sur un périmètre restreint du Groupe, impliquant des experts de l'analyse du cycle de vie (ACV) et des domaines écologiques. EDF teste et participe au développement de l'outil *Product Biodiversity Footprint* (PBF).

EDF siège par ailleurs au Comité de parties prenantes de la Fondation de recherche pour la biodiversité (FRB) et au comité d'orientation du protocole ITTECOP (Infrastructures de transports, territoires, écosystèmes et paysages) 2024-2028 qui pilote et finance des projets de recherche appliquée sur l'intégration des questions relatives aux écosystèmes et aux paysages dans les projets d'infrastructures ou l'adaptation d'aménagements existants. Ce programme incitatif de recherche est conduit par le ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des Territoires, en coordination avec l'ADEME et l'OFB.

3.2.5.2.2 Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité

Cette partie traite de la pression de changement d'usage des terres – mers – eaux douces qui est la plus importante et la seule jugée matérielle pour EDF dans le cadre de l'analyse de double matérialité. Les pressions liées à la pollution et à la surexploitation des ressources abiotiques sont traitées dans les autres normes ESRS.

Actions sur les projets en construction

Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* [1], ou la réglementation du pays lorsque celle-ci est plus exigeante notamment en Europe. Les sociétés du Groupe appliquent la doctrine ERC (éviter, réduire, compenser) pour la totalité des projets et des ouvrages en exploitation [2]. Les études d'impacts environnementales et sociétales réalisées en amont des projets sont en conformité avec la réglementation en vigueur et les meilleures pratiques (par exemple les normes de performance de l'IFC si celles-ci sont plus contraignantes).

Afin de limiter le changement d'usage des terres, le Groupe optimise son emprise et positionne les nouveaux aménagements industriels préférentiellement sur des sites déjà artificialisés.

Ainsi EDF recycle son foncier artificialisé pour le développement des infrastructures de production :

- par l'installation de nouvelles unités de production sur des anciens sites thermiques : depuis 15 ans, toutes les nouvelles turbines à combustion installées en France par EDF l'ont été sur du foncier recyclé, des parcs solaires ont été installés sur différents anciens sites de centrales thermiques comme à Aramon (6,3 ha), Artix (4,4 ha), Ambès (10,3 ha) et Ottmarsheim (15,1 ha). D'autres parcs solaires sont en projet notamment à Porcheville et Loire-sur-Rhône. Par ailleurs, dans le cas où de nouveaux moyens de production thermiques décarbonés seraient nécessaires à l'équilibre du système électrique, ceux-ci seraient implantés préférentiellement sur du foncier en majeure partie déjà artificialisé (recyclage du foncier d'anciennes centrales thermiques) ;
- par l'augmentation de la capacité de production de ses installations existantes (repowering sur des installations hydroélectriques ou éoliennes par exemple) ;
- par la prolongation de la durée de fonctionnement de ses moyens de production, notamment la poursuite de l'exploitation du parc nucléaire français existant au-delà de soixante ans, en toute sûreté et en toute performance.

EDF développe par ailleurs des capacités de production qui privilégient le co-usage d'un même foncier par plusieurs activités, notamment avec l'agriculture pour les parcs éoliens et la pêche pour l'*offshore*, et principalement grâce à l'agrivoltaïsme pour le photovoltaïque. En France, avec la mise en place en 2024 d'une réglementation qui cadre les conditions de mise en œuvre des projets agrivoltaïques et photovoltaïques agri-compatibles, le groupe EDF a dédié une partie de ses activités de R&D, développement et construction à ces catégories d'installation, permettant un co-usage de cultures telles que la vigne, l'arboriculture ou l'élevage.

Par ailleurs, les chantiers majeurs de nouvelles infrastructures en phase de construction ont fait l'objet d'études d'impacts et ont mis en œuvre des mesures d'évitement, réduction et éventuellement de compensation.

(1) Principes issus de la norme de performance 6 de l'*International Finance Corporation* (IFC, société financière internationale, structure de la banque mondiale), traitant de la conservation de la biodiversité et de la gestion durable des ressources naturelles vivantes.
(2) En France, la loi biodiversité de 2016 requiert de la part des entreprises que « les mesures de compensation visent un objectif d'absence de perte nette, voire de gain de biodiversité ».

Technologie	Chantiers majeurs du Groupe en 2024 (Pays)	Exemples de mesures ERCA [1] mises en œuvre
Nucléaire	Construction de l'EPR Penly (France)	Les mesures d'évitement, de réduction des impacts pressentis, de compensation des impacts résiduels, d'accompagnement, de suivi des mesures et de suivi environnemental ont été publiées par décret le 3 juin 2024 (décret n° 2024-505 *portant autorisation environnementale relative à la réalisation de travaux préparatoires nécessaires à l'implantation d'une paire d'unités de production nucléaire de type EPR2, sur le site de Penly et la commune de Petit-Caux*). Parmi ces mesures : la réduction des emprises du chantier sur terre et sur mer, la restauration des zones de dépôt de matériau, la mise en œuvre de mesures compensatoires sur 13 sites d'une surface totale de 70 hectares. Un Comité technique proposé par EDF rassemble des représentants des maîtres d'ouvrage (EDF et RTE), des services en charge du contrôle (DREAL, DDTM), de collectivités locales, OFB, Conservatoire du Littoral… Les premiers travaux de terrassement sur le chantier de Penly ont démarré en 2024.
	Construction de la centrale d'Hinkley Point (Royaume-Uni)	Les terrains périphériques utilisés pour les activités de construction à HPC seront restaurés en zones naturelles après l'achèvement des travaux de construction. Une restauration partielle a déjà été réalisée. 65 000 arbres et arbustes ont déjà été plantés. Le design de l'EPR de HPC a pris en compte l'impact environnemental et la performance dès la conception. Ainsi le système de refroidissement d'eau prend en compte les meilleures pratiques actuelles documentées par le régulateur environnemental pour la protection des poissons en intégrant les spécificités et enjeux locaux. HPC a ainsi notamment déployé des structures d'entrée à faible vitesse innovantes, permettant de minimiser l'aspiration de poissons avec l'eau de refroidissement.
Éolien	Construction du Parc éolien en mer de Fécamp [2] ~ 500 MW (France) (Début des travaux 2020 – Mise en service 2024)	Un site Internet du Ministère en charge de la transition énergétique présente l'état du développement de l'éolien en mer en France. Il centralise les informations relatives à chaque projet. L'autorisation environnementale du parc éolien en mer de Fécamp prévoit des mesures pour limiter et suivre les impacts du projet, pendant sa phase de construction et d'exploitation. La mise en œuvre de ces mesures fait l'objet d'un bilan annuel. Parmi les mesures de réduction : l'adaptation des hauteurs de vol des hélicoptères de la côte sur le site du parc, la réduction de l'attractivité lumineuse des navires. Parmi les mesures d'accompagnement : le soutien à l'Opération Grand site « Falaises d'Étretat, Côte d'Albâtre » démarche de long terme lancée sur le territoire avant le projet *offshore* ; la participation aux programmes d'acquisition des connaissances et de suivis scientifiques sur l'espace Manche, en particulier l'avifaune ; ou encore la restauration d'un site d'intérêt écologique, de taille conséquente, à haute valeur patrimoniale en Seine-Maritime et dotée d'un potentiel de restauration écologique important.
	Construction du parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer) ~ 450 MW (France) (Début des travaux 2021 – Mise en service à horizon 2025)	Parmi les mesures de réduction : la réduction du bruit lié aux travaux (abandon du battage des monopieux au profit de la technique du forage-vibrofonçage) ; la réduction de la vitesse des navires dans la zone du parc lors des travaux. Plusieurs mesures d'accompagnement telles qu'une thèse en cours sur l'impact du bruit d'origine anthropique sur les déplacements et le comportement en mer des phoques veaux-marins ; l'amélioration de la connaissance sur les causes de mortalité des oiseaux pour un meilleur taux de survie des adultes et des jeunes.
	Construction du parc éolien flottant en mer de Provence Grand Large ~ 25 MW (France) (Début des travaux 2020 – Mise en service 2024)	Parmi les mesures de compensation : la dératisation et déchatisation des îles de Port-Cros et Calanques de Marseille, la réduction des captures accidentelles par engin de pêche, la construction et l'entretien des îlots de nidification larolimicoles. Parmi les mesures d'accompagnement : l'acquisition de données sur l'avifaune par télémétrie (puffins Yelkouan et puffins de Scopoli) et par un agent de terrain dans le parc national des Calanques.
	Construction du parc éolien en mer de Neart Na Gaoithe ~ 450 MW (Royaume-Uni) (Début des travaux 2019 – Mise en service à horizon 2025)	Parmi les mesures ERCA : Les sous-stations *offshore* ont été conçues pour utiliser des huiles hydrauliques biodégradables moins nocives pour l'environnement marin. Le code écossais d'observation de la faune marine est utilisé pour comprendre les meilleurs mouvements de navires afin d'éviter de perturber les oiseaux marins, les mammifères marins et la faune en général. Pendant la phase de construction de la sous-station terrestre, de nombreux efforts ont été consacrés à la séparation des déchets afin de garantir qu'aucune contamination croisée ne se produise entre les différents flux de déchets. Sur la base d'exploitation et de maintenance du parc éolien, une évaluation a été réalisée pour l'ensemencement et la plantation de fleurs sauvages, qui devraient avoir lieu en 2025

Technologie	Chantiers majeurs du Groupe en 2024 (Pays)	Exemples de mesures ERCA [1] mises en œuvre
Hydroélectricité	Augmentation de puissance de 18 MW et mise en œuvre d'une STEP à Saut-Mortier (France) (début des travaux en 2024, mise en service à horizon 2030)	Le projet a fait l'objet de nombreuses mesures ERC dès la phase de conception. Les impacts négatifs limités du projet en phase chantier sur le milieu aquatique seront très largement compensés par les impacts positifs en phase d'exploitation ; cet impact positif sur le milieu aquatique (biologie sur la basse rivière d'Ain) étant par ailleurs l'un des objectifs du projet.

(1) Éviter, réduire, compenser, accompagner.

(2) www.eoliennesenmer.fr/sites/eoliennesenmer/files/fichiers/2024/02/eohf-bilan_environnemental_2023.pdf

Actions en phase d'exploitation sur les milieux d'eaux douces (hydroélectricité)

Continuité piscicole : pour assurer la continuité piscicole (modifiée par la construction des barrages), les exploitants hydro-électriques ont engagé dès la conception de certains ouvrages la mise en place de dispositifs de type « passe à poisson » comme sur le Rhin. Cette démarche d'aménagements adaptés s'est ancrée progressivement dans la conception ou la mise à niveau des aménagements. Depuis les années 1980, EDF a mis en place en France plus de 250 dispositifs facilitant la migration piscicole sur des sites à enjeux écologiques (principalement sur des cours d'eau classés). Il s'agit d'équipements de franchissement de barrages (tels que les « passes à poissons »), de démantèlements de seuils en rivière de piégeage/transport ou encore d'arrêt de turbinage ciblés.

En France Outre-mer, aucun ouvrage n'est concerné par les classements qui s'arrêtent à l'aval des aménagements.

En Belgique, au sein de Luminus, le projet *Life4Fish*, visant à concilier production d'énergie renouvelable et préservation des poissons migrateurs en Meuse, a pris fin en 2023, avec la mise en place des actions prévues dans le cadre de ce programme. Concernant les deux espèces de référence, les résultats étaient conformes aux attendus : le seuil maximal de mortalité de 20 % a été respecté pour les anguilles avec un taux de 12,7 %, tandis que l'incidence sur les smolts de saumon a été réduit de moitié.

Débits : les activités de la filière hydroélectrique peuvent également modifier les régimes hydrologiques. EDF suit les pertes de production associées aux relèvements de débit réservé en faveur de la biodiversité : en 2024, le débit réservé de la prise d'eau de Mollières (centrale hydroélectrique de Valabres, Alpes-Maritimes) représente une perte de production de 894 MWh.

Soutien d'étiage en période de sécheresse : grâce à sa capacité de prévision et de coordination de la gestion de l'eau, EDF Hydro est un acteur clé de l'optimisation des ressources hydriques disponibles dans les retenues qu'elle exploite. Dans ce cadre, EDF Hydro assure un volume significatif de soutiens d'étiages qui contribuent à préserver les milieux aquatiques d'eau douce. Ces soutiens sont une des actions couvertes par l'engagement *act4nature* du Groupe pour la période 2023-2025 (voir la section 3.2.4.3.1 « Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau »).

Actions en phase d'exploitation sur les milieux terrestres (réseaux, éolien, biomasse)

Collisions et électrocution avifaune : la prise en compte de la biodiversité est un enjeu majeur pour le gestionnaire de réseau Enedis : le réseau de distribution d'électricité est pour moitié aérien et présente un risque de mortalité des oiseaux de grande envergure par choc sur les lignes ou électrocution. La réalisation de nouvelles lignes électriques en souterrain permet notamment de répondre à l'enjeu de préservation de l'avifaune. Sur les lignes aériennes restantes, en partenariat avec des associations naturalistes, Enedis met en place, progressivement et de manière ciblée, les actions correctives telles que la pose de balises pour éviter la percussion des oiseaux ou la pose d'équipements isolants pour éviter l'électrocution. Ces actions sont pilotées dans le cadre du Comité National Avifaune (CNA), qui regroupe Enedis, RTE, la Ligue pour la protection des oiseaux (LPO) et France Nature Environnement.

Afin de limiter les impacts des parcs éoliens sur la faune volante, des mesures d'atténuation et de suivi des incidences sont mises en œuvre pendant la phase chantier et en exploitation, telles que l'entretien des abords des éoliennes pour limiter leur attractivité. Dans les parcs qui présentent des risques avérés de collision, des mesures de réduction de la mortalité des oiseaux et des chiroptères sont intégrées :

- chiroptères : le moyen le plus utilisé est le bridage, qui consiste à arrêter les éoliennes lorsque les conditions météorologiques sont les plus favorables à l'activité en altitude des chauves-souris ;
- oiseaux : il est possible d'installer sur les parcs des systèmes de « détection-réaction » qui émettent des signaux sonores dans le but d'effaroucher les oiseaux lorsqu'ils s'approchent du rotor ou brident les éoliennes en temps réel.

Des travaux portent sur l'interaction de l'avifaune avec les parcs éoliens et les facteurs l'influençant aussi bien sur mer que sur terre. Ainsi la thèse, développée dans le cadre du programme R&D d'EDF Renouvelables, intitulée « *Deep learning simulation of seabird behavior : evaluating the impact of offshore wind farms* », cherche, via les réseaux de neurones, à disposer d'un modèle de risque de collision.

Le groupe EDF, l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), Energias de Portugal et Shell, en partenariat avec des ONG de référence sur la nature telles que *Birdlife*, *Fauna Flora*, ont élaboré et publié en 2021 des lignes directrices pour hiérarchiser les mesures d'atténuation et les meilleures mesures disponibles permettant d'éviter et réduire les impacts sur la biodiversité des projets éoliens (en mer et terrestres) et photovoltaïques. Ces travaux se poursuivent depuis 2023, notamment sur le sujet des impacts cumulés, de la planification territoriale et des achats responsables et ont fait l'objet de publications en 2024

En Belgique, les études d'incidence préalables à l'obtention des permis permettent de prévoir les mesures à prendre pour éviter, réduire ou compenser les éventuelles incidences sur l'avifaune et les chiroptères. Tous les parcs de Wallonie et une partie des parcs de Flandre sont équipés de systèmes de bridage destinés à protéger les chauves-souris, comme prévu dans les permis d'exploitation. Concernant l'avifaune, certains parcs situés en Flandre sont équipés de systèmes de bridage. En Wallonie, les autorités estiment que les mesures compensatoires mises en place (couverts enherbés notamment) sont suffisantes pour éliminer le risque résiduel, après évitement ou minimisation des incidences d'un projet donné.

Par ailleurs, Luminus a mis en place une « charte verte » à observer par les sous-traitants en charge de la construction des parcs éoliens, pour minimiser l'impact de cette phase sur la biodiversité. Cette charte, testée sur un site de construction (Liernu) en 2023, a été intégrée au cahier des charges et généralisée à l'ensemble des chantiers en 2024.

Collisions chiroptères : près des deux tiers de la flotte des aérogénérateurs exploitée par EDF Renouvelables en France fait l'objet d'une régulation pour les chiroptères : les éoliennes sont arrêtées lorsque les conditions de présence des chauves-souris aux alentours immédiats des turbines sont réunies. Les plans de bridage mis en place varient en fonction de paramètres propres à chaque site et permettent une réduction conséquente des collisions. Des suivis spécifiques réalisés les premières années d'exploitation permettent le cas échéant d'optimiser ces plans.

Approvisionnement en biomasse durable : l'approvisionnement en biomasse pour la production d'électricité et de chaleur peut avoir un impact significatif sur les écosystèmes. Dalkia, société du groupe EDF, approvisionne les principales chaufferies biomasse qu'elle exploite en France, *via* sa filiale Bois Energie France (BEF), ce qui représente un volume annuel de 2,4 millions de tonnes de bois énergie en 2024. Dalkia s'est engagée de façon volontaire à accroître la part de bois issue de forêts certifiées PEFC ou FSC. Cet indicateur permet de mettre en avant la durabilité du produit sur toute la chaîne depuis le producteur (propriétaire forestier, agriculteur..., engagé dans une démarche de durabilité) et le recycleur (qui recycle les déchets et résidus pour les valoriser en énergie) jusqu'à l'utilisation finale. Dalkia s'est fixé l'objectif d'avoir plus de 30 % de bois PEFC dès 2026 et au-delà sachant que le volume d'approvisionnement de BEF devrait doubler au regard des projets de décarbonation de l'industrie et de verdissement des réseaux de chaleur.

3.2.5.2.3 Agir en faveur de la restauration et de la préservation des milieux naturels

Plusieurs activités du Groupe permettent l'amélioration potentielle des écosystèmes :

Le soutien d'étiage en période de sécheresse (voir la section 3.2.4.3.1 « Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau »).

Entretien de la végétation sous et aux abords des lignes électriques : maintenir des espaces ouverts dans un milieu globalement fermé crée des clairières et des zones de transition entre deux écosystèmes, appelées écotones, favorables à une multitude d'espèces. Ces milieux, trop étroits pour un usage agricole intensif, sont rarement exploités et ne reçoivent ni intrants ni pesticides, ce qui en fait des friches très riches en biodiversité. Pour maintenir ces milieux sans y intervenir trop souvent et trop brutalement avec les engins classiques de girobroyage, des expérimentations de techniques alternatives ont été menées ces dernières années. Trois types de solutions sont en cours d'expérimentation chez Enedis :

- l'arrachage des ligneux à pousse rapide, suivi de la plantation d'un couvert arbustif dense qui empêche la pousse des grands arbres ;
- la mise en place d'une prairie de fauche favorable aux pollinisateurs ;
- la gestion par pâturage.

Les actions menées dans le Groupe sur du foncier sans usage industriel

Le groupe EDF s'est engagé à protéger et restaurer de manière volontaire 12 sites en France entre 2023 et 2025 en s'inspirant de la démarche *Solutions Fondées sur la Nature* (voir engagements *act4nature international*). Une partie de ces travaux concerne la restauration de berges et de zones humides, écosystèmes en lien avec le grand cycle de l'eau, ressources dont le Groupe est fortement dépendant (voir la section 3.2.4.2.3.3 « Restauration des milieux aquatiques »).

Quelques exemples de réalisations en 2024 :

- **sur la centrale nucléaire de Civaux :** deux conventions de partenariat 2024-2028 ont été signées début 2024 : l'une entre EDF et le Conservatoire d'espaces naturels (CEN) Nouvelle Aquitaine et l'autre, entre EDF et le Centre permanent d'initiative pour l'environnement (CPIE) Val de Gartempe – CPA Lathus. Ces partenariats concrétisent le déploiement du projet biodiversité et territoire de la centrale de Civaux sur le Font d'Orveau, espace naturel de 30 hectares. Le volet biodiversité est déployé à travers la mise en œuvre du plan de gestion écologique 2024-2028 du Font d'Orveau ;
- **sur la centrale nucléaire du Blayais :** après avoir renouvelé en 2023 (pour 10 ans), la convention de partenariat entre EDF et la Fédération de Chasse de la Gironde, qui agit en tant que gestionnaire de la réserve ornithologique de la centrale (68 hectares), un second plan de gestion 2024 à 2033 a été finalisé en 2024. Ce nouveau plan de gestion permettra de poursuivre une gestion favorisant l'accueil des oiseaux en hivernage ainsi que l'acquisition de connaissance sur les milieux et les espèces présentes. Un projet de suivi d'espèces « sentinelles du climat » sera mis en œuvre afin d'appréhender les évolutions liées au contexte de changements climatiques et proposer des adaptations dans les pratiques de gestion ;
- **sur la centrale nucléaire du Bugey :** porté par le CEN Rhône-Alpes, le projet (85 ha de zones humides) vise à restaurer les continuités avec le Rhône des deux lônes situées immédiatement en amont de l'aménagement hydroélectrique de Cusset et à une dizaine de kilomètres en aval de la centrale nucléaire du Bugey. À court terme, il s'agit de lutter durablement contre l'envasement des milieux tout en favorisant l'inondation des boisements alluviaux par un curage partiel des deux lônes. L'étude d'avant-projet (2024-2026) précisera les modalités d'intervention en concertation avec les acteurs du territoire et la communauté scientifique. EDF s'engage financièrement et techniquement dans ce projet notamment avec un travail porté sur les solutions fondées sur la nature pour l'eau et les milieux aquatiques ;
- **à proximité de la centrale nucléaire de Saint-Laurent des Eaux** : préservation et gestion durable de la forêt de Chambord : les forêts jouent un rôle significatif dans le maintien du grand cycle de l'eau notamment *via* l'évapotranspiration et la dynamique d'infiltration de l'eau dans les sols ;
- **sur le foncier de l'ancienne centrale thermique d'Aramon :** une convention de partenariat a été signée entre EDF et le Conservatoire d'espaces naturels (CEN) Occitanie pour gérer la ripisylve présente autour d'une lône, ancien bras mort du Rhône, de 9 hectares. Les actions portent notamment sur la gestion des espèces exotiques envahissantes avec des opérations d'écorçage qui ont démarré en 2024 ;
- **sur l'île du Rhin** : en 2024, EDF Hydro Est a confié au Conservatoire d'espaces naturels d'Alsace la gestion de plus de 630 hectares de terrain sur l'île du Rhin, *via* un bail civil, pour une durée de 5 ans. Les objectifs et les mesures de gestion sont définis par le plan de gestion transfrontalier réalisé en 2012 et le plan de gestion de la Réserve naturelle nationale de la Petite Camargue Alsacienne.

Certaines actions mutualisent des bénéfices sur la biodiversité, la régulation du cycle de l'eau, et sur l'atténuation d'émission ou de séquestration carbone, telles que :

- la restauration de tourbières dans les Vosges en partenariat avec le CEN Lorraine : les tourbières en tête de bassin versant jouent un rôle fondamental dans l'alimentation et la régulation de cours d'eau en aval. Le financement de ces opérations a été rendu possible dans le cadre du Fonds de compensation carbone EDF (voir la section 3.2.2.1.2.3.1 « Contribution carbone ») ;
- l'étude des fonctions et services rendus par les ripisylves, avec l'objectif à terme est de déployer un site pilote de restauration de ripisylve à proximité de la centrale nucléaire de Golfech ;
- le chantier de restauration de milieux humides au Levezou (Aveyron) grâce à la suppression de drainage agricole débuté en 2023 qui devrait être poursuivi jusqu'en 2025.

3.2.5.2.4 Ressources investies et dépenses actuelles allouées aux actions relatives à la biodiversité et aux écosystèmes

Des investissements en faveur de la biodiversité et des écosystèmes

Les ressources investies par le Groupe au titre des actions liées la biodiversité et aux écosystèmes s'élèvent en 2024 selon les estimations réalisées à 104 M€. Ces montants reposent sur des données issues d'une collecte réalisée sur l'ensemble des entités du Groupe dans le cadre des travaux engagés pour la première année d'application de la CSRD. Ceux-ci ne sont pas exhaustifs, et sont susceptibles d'évoluer dans le futur à la suite d'analyses complémentaires. Ces travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière de protection de la biodiversité et des écosystèmes.

Les investissements identifiés en 2024 portent principalement :

- sur les réseaux de distribution avec des actions visant notamment à enfouir les ouvrages pour une protection directe de la biodiversité pour 89 M€ ;
- les installations hydroélectriques avec la création de nouveaux équipements de franchissement de barrages pour assurer la continuité piscicole pour 4 M€ ;
- le nouveau nucléaire avec des opérations de préparation du terrain pour 11 M€ (transplantation d'arbustes, bornage de zones préservées...).

Par ailleurs, le Groupe a mené des actions d'évitement, de réduction, de compensation et d'accompagnement. Les actions mesurables pour cette première année d'application de la CSRD concernent uniquement quelques chantiers majeurs (EPR2 Penly, projet hydraulique de Saut-Mortier et projets d'EDF Renouvelables) et s'élèvent à 8 M€.

Dépenses et effort de recherche en faveur de la biodiversité et des écosystèmes

Les outils de gestion du Groupe ne permettent pas, pour la première année d'application de la CSRD, un chiffrage exhaustif de ces actions en faveur de la biodiversité. Pour les prochaines années, des travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière de biodiversité.

Annuellement, EDF met en œuvre une surveillance environnementale de l'ensemble des sites nucléaires en exploitation et en déconstruction. Le coût annuel associé à la surveillance hydroécologique est de l'ordre de 2,9 millions d'euros et de 1,9 million d'euros pour la surveillance radioécologique.

En 2024, en complément des actions réalisées sur les actifs de productions, le Groupe contribue à l'amélioration des connaissances sur la biodiversité et les écosystèmes par des travaux de recherche et développement pour un montant au moins égal à 9 M€.

3.2.5.3 Cibles et indicateurs relatifs à la biodiversité et aux écosystèmes

Signataire des campagnes de plaidoyer organisées par *Business for nature* pour la COP15 et la COP16, EDF souhaite contribuer à un monde *Nature positive* (ambition 2050 du Cadre mondial de Kunming Montréal pour la biodiversité).

En lien avec l'analyse de matérialité et faisabilité, et particulièrement ses dépendances, le Groupe réfléchit à se doter d'une cible de restauration d'espaces naturels et se réinterrogera sur de nouvelles cibles à l'issue de l'analyse inspirée de la méthode LEAP sur les sites du Groupe et lorsque les outils biodiversité en cours de développement seront disponibles. Cette analyse permettra aussi de donner le nombre et la surface des sites à l'intérieur ou à proximité de zones sensibles sur le plan de biodiversité et si les activités liées à ces sites ont des incidences négatives sur ces zones, en entraînant une détérioration des habitats naturels et des habitats d'espèces et une perturbation des espèces pour lesquelles une aire protégée a été désignée.

Cible de préservation et de restauration d'espaces naturels

En lien avec le troisième pilier de ses engagements volontaires, portant sur la recréation d'espaces et de conditions favorables à la biodiversité, le groupe EDF s'est engagé à préserver et restaurer de manière volontaire 12 sites entre 2023 et 2025 (voir engagement *act4nature international*). La cible 2025 a été fixée sans se baser sur des seuils écologiques. Cette cible est en lien avec l'impact positif matériel d'amélioration des écosystèmes. Cette cible est volontaire, sans lien avec la compensation réglementaire. Les opérations de restauration sont réalisées avec des partenaires externes (notamment associatifs).

Enjeu de durabilité	Cible	Référence	Revue	Périmètre	2024
Impact sur les écosystèmes	Préserver et restaurer de manière volontaire 12 sites entre 2023 et 2025 (voir engagement *act4nature international*)	2023	Annuelle	EDF SA	6 sites

Le Groupe réfléchit à se fixer une cible moyen-long terme sur ce sujet, qui englobera davantage d'entités du Groupe. Cette cible contribuera au cadre mondial de Kunming-Montréal qui vise la conservation (cible 3) et la restauration (cible 2) de 30 % de zones terrestres, aquatiques et marines. Dans la hiérarchie d'atténuation, cette cible se situe au niveau de la restauration et réhabilitation de terrains, qu'ils aient été dégradés par EDF ou non. La restauration vise notamment à restaurer des écosystèmes (zones humides, forêts...) qui sont en lien avec le grand cycle de l'eau, ressource dont le Groupe est fortement dépendant.

3.2.6 ESRS E5 - Utilisation de ressources et économie circulaire

Le groupe EDF adopte une démarche responsable pour ses déchets en développant une démarche d'économie circulaire afin de favoriser la maîtrise de ses productions de déchets, le réemploi, le recyclage ainsi que la valorisation des produits et matériaux sur l'ensemble de la chaîne de valeur (valorisation matière et énergétique). Il vise ainsi à prioriser et limiter au plus juste l'utilisation des ressources entrantes en minerais, produits transformés tels que le ciment et l'acier ainsi que l'uranium sur l'ensemble de la filière industrielle de transformation.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Déchets (*cf.* section 3.2.6.3)	Génération de déchets	Les activités de construction et de déconstruction, ainsi que les opérations d'exploitation des infrastructures de production d'énergie et de chaleur, génèrent différents types de déchets, devant ensuite être traités.	Court et moyen termes

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Flux de ressources entrantes (*cf.* section 3.2.6.2)	Diminution des flux de ressources entrantes	Les risques de raréfaction des ressources, notamment en bois énergie et minerais stratégiques [1], peuvent impacter le développement de nouvelles installations et le bon fonctionnement des installations existantes (ex. difficulté d'approvisionnement, tensions géopolitiques,...) et engendrer une hausse potentielle des coûts, en particulier dans les filières renouvelables dont la biomasse.
Déchets (*cf.* section 3.2.6.3)	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale sur la gestion des déchets en particulier radioactifs peuvent conduire à des augmentations de coûts de traitements, d'investissement ou de redevance.
	Démantèlement nucléaire et gestion des déchets radioactifs	La nécessaire déconstruction des centrales nucléaires arrivées en fin de vie à travers le monde crée des opportunités de revenus et de nouveaux marchés pour le Groupe, notamment dans le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs.

La production d'énergie engendre divers types de déchets, conventionnels et radioactifs, selon les sources d'énergie utilisées. Les contraintes sur les ressources entrantes, notamment les métaux, minéraux et combustibles tels que le bois énergie, dues à leur raréfaction, l'augmentation de la demande, des tensions géopolitiques ou des exigences environnementales et sociales plus strictes, peuvent créer des difficultés d'approvisionnement et augmenter les coûts. Le renforcement des réglementations sur la gestion des déchets peut également entraîner une hausse des coûts de gestion.

Le groupe EDF est un acteur engagé et responsable sur sa production et sa gestion de déchets radioactifs et participe au développement des moyens de traitement des déchets sur l'ensemble du cycle. Ainsi, la déconstruction des centrales nucléaires en fin de vie représente une opportunité de développement de nouveaux marchés, notamment dans la gestion et le traitement des gros composants activés. Cyclife est une filière d'EDF dédiée à ce type d'activité.

Lors de cette première analyse de double matérialité, les impacts, risques et opportunités ont été considérés à une échelle nationale ou supranationale compte tenu que les filières de traitement de déchets et les problématiques d'approvisionnement de ressources sont des sujets nationaux et propres aux secteurs. Pour identifier les risques et opportunités matériels des sources internes et externes ont été utilisées telles que l'Office français de la biodiversité (OFB), les directives de la TNFD pour le secteur de l'énergie ou encore le programme Nature Positive Energy System du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les intérêts des communautés affectés ont été intégrés indirectement *via* ces différentes sources.

En complément des informations de durabilité exposées dans cette section, des détails sur les risques spécifiques aux activités nucléaires sont disponibles dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » et dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés »).

Au titre des risques et opportunités matériels identifiés ci-avant, des impacts actuels notables ont été évalués et sont présentés dans les états financiers du groupe, voir pour plus de détails la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

3.2.6.1 Politiques en matière d'utilisation des ressources et d'économie circulaire

Le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise.

Dans ce cadre, le respect par les entités du Groupe des réglementations en vigueur en matière de déchets de toute nature est une composante essentielle de cet engagement.

(1) Les minerais stratégiques sont les matériaux rares et indispensables pour la construction, l'exploitation, la maintenance et la déconstruction des outils industriels d'EDF dans le cadre de la transition énergétique.

Afin de prendre en charge les impacts liés à la génération de déchets et les risques liés aux flux de ressources entrantes, la politique RSE du Groupe (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise ») vise à développer la démarche d'économie circulaire et à améliorer la valorisation des déchets produits. Dans ce cadre, le Groupe s'attache notamment à :

- favoriser une approche d'économie circulaire dès la phase de conception des grands projets en intégrant une analyse d'éco-conception permettant de réduire tout au long du cycle de vie de l'installation, l'impact environnemental en associant entre autres les acteurs du territoire ;
- limiter la production de déchets conventionnels et favorisant le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur : une démarche de gestion des déchets adaptée est mise en place pour les nouveaux chantiers afin de prévenir, limiter la production de déchets conventionnels et d'en favoriser le recyclage, la valorisation ainsi que le réemploi, notamment pour les pièces et matériels lors des déconstructions des installations industrielles.

Des programmes R&D en matière d'économie circulaire et territoire viennent appuyer les centres d'ingénierie et de production pour enclencher des démarches vertueuses de nature à préserver les ressources, optimiser la génération de déchets, les trier et les valoriser dans les filières *ad hoc*.

Par ailleurs, en ce qui concerne plus particulièrement l'élimination des déchets conventionnels, cette politique se concrétise sur différents volets :

- la mise en œuvre des prétraitements sur site des différents déchets, afin de limiter le volume produit et de favoriser la valorisation de la fraction restante (concentration des hydrocarbures, séparation de l'amiante) ;
- la mise en place de partenariats avec des acteurs de référence du recyclage ;
- la valorisation des déchets dans des filières habilitées : par exemple les terres excavées des chantiers ou les sédiments issus des barrages hydroélectriques sont valorisés comme granulats pour le génie civil ou dans des filières de travaux publics ;
- le tri et la valorisation de certains déchets vers des filières de valorisation dédiées (actifs éoliens ou photovoltaïques en fin de vie pour EDF Renouvelables) ;
- le développement du réemploi des pièces et matériels, notamment lors des déconstructions des installations industrielles.

Afin de faire face aux risques liés aux ressources entrantes en bois énergie, l'approvisionnement en biomasse durable s'articule autour du développement d'une filière issue de forêts certifiées ainsi que de sous-produit de l'industrie forestière (voir la section 3.2.5.2.2 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité »).

En matière de démantèlement nucléaire et de gestion des déchets radioactifs, le Groupe a développé, dans le respect des réglementations en vigueur, une approche qui vise à :

- coordonner l'ensemble des opérations du cycle du combustible nucléaire, de l'achat, en passant par son utilisation, et l'aval du cycle en France (l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage). Des détails supplémentaires sont disponibles dans la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » ;
- assumer ses responsabilités vis-à-vis des déchets radioactifs et, en France, déconstruire les centrales nucléaires en toute sûreté et dans le respect des normes environnementales, en optimisant et gérant les déchets radioactifs d'exploitation et de déconstruction dont le Groupe a la responsabilité, en développant les filières de traitement pour réduire le volume des déchets entreposés et stockés ; EDF a constitué des actifs pour sécuriser le financement des obligations de long terme (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés »).

Le groupe EDF met en œuvre l'ensemble de ces dispositions selon un principe de subsidiarité et de proportionnalité aux enjeux au sein de chaque métier et filiale du Groupe.

3.2.6.2 Flux de ressources entrantes

3.2.6.2.1 Actions et ressources relatives aux ressources entrantes

Le groupe EDF s'est lancé dans une dynamique d'amélioration de l'efficacité et de l'optimisation des ressources entrantes. Ces efforts incluent l'optimisation des besoins en combustibles et la gestion responsable des matières premières. Le Groupe s'est engagé dans une série d'initiatives, décrites ci-après, pour réaliser ces objectifs, mêlant innovation technologique, analyses rigoureuses et pratiques durables.

Le groupe EDF intervient dans l'accompagnement à la sobriété des usages énergétiques afin de maîtriser le dimensionnement des nouvelles infrastructures de production électrique et, ainsi, d'optimiser l'utilisation de ressources nécessaires à la transition énergétique (voir les sections 3.2.2.1.2.2.2 « Aval : Accompagner les clients du Groupe vers la décarbonation », au paragraphe « Développement des usages sobres de l'électricité » et 3.3.5.1.4 « Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux »).

Optimisation des besoins en combustibles

Pour la production d'électricité et de services énergétiques, le Groupe utilise des matières premières dont les combustibles forment une part significative, notamment uranium, gaz, fuel, bioliquides et biomasse. Le Groupe a initié plusieurs actions en 2024 et qui continueront en 2025 pour optimiser ses besoins en combustibles.

Afin d'optimiser l'utilisation des combustibles fossiles, le Groupe actionne de nombreux leviers :

- le recours à des cycles combinés à gaz à fort rendement (le projet Marghera Levante d'Edison en Italie, mis en service en juillet 2023) ;
- l'utilisation de ressources renouvelables et de récupération (biomasse, chaleur fatale…). Dalkia a une démarche d'approvisionnement de ces centrales de chaufferie, en ressource de biomasse renouvelable utilisé comme combustible. Le bois énergie provient majoritairement des sous-produits de l'exploitation forestière exploitée pour le bois d'œuvre. Il s'agit d'une ressource renouvelable provenant des élagages, produits de scierie, broyats de palette qui viennent compléter l'approvisionnement de forêts gérées durablement. Pour plus de détails sur la gestion de la biomasse, voir la section 3.2.5.2.2 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité » ;
- l'optimisation des installations existantes d'EDF SEI, Dalkia ou EDF Energy à travers l'amélioration de l'efficacité énergétique ou du rendement des process, les prescriptions en termes de qualité des combustibles, ou la surveillance renforcée des niveaux de rendement (*e-monitoring*). Par exemple, Dalkia utilise un outil de gestion des énergies permettant d'optimiser l'utilisation des combustibles des installations énergétiques et de renforcer le recours aux énergies renouvelables (bois énergie) en substitution d'énergie fossile, et SEI a obtenu la certification ISO 50001 de sept sites thermiques dans les territoires insulaires ;

- le développement des énergies renouvelables qui contribue par substitution à réduire l'utilisation de combustibles fossiles. Ainsi, la conversion du parc thermique des systèmes insulaires avec de la biomasse liquide durable permet de réduire le recours au fuel fossile dans le cadre de projets de rénovation des installations qui visent également à optimiser la consommation de biomasse. EDF Energy s'est notamment engagée à sortir des énergies fossiles et a fermé sa dernière centrale à charbon en 2023 (voir la section 3.2 « Informations environnementales ») ;
- pour les actions liées à l'optimisation et le recyclage de l'uranium, voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ».

Gestion responsable des matières premières

Cette gestion se traduit par une intégration proactive de ces risques dans les différents cahiers des charges du groupe auprès de ses fournisseurs. Diverses filiales du groupe EDF ont entrepris de nombreuses démarches pour assurer une gestion responsable des matières entrantes. La démarche « On Deck » menée par la DCN pour «Décarboner ensemble le cycle du combustible» et réduire l'empreinte carbone des activités du cycle du combustible nucléaire, en partenariat étroit avec les fournisseurs concernés. Depuis 2023, cette démarche a été généralisée à la préservation de la biodiversité et à l'adaptation au changement climatique. Des ateliers ont été réalisés avec les principaux fournisseurs et des réflexions menées sur les installations des fournisseurs, mais aussi sur les territoires et les voies de transport.

L'économie circulaire est intégrée dans la démarche achats responsables du Groupe (voir la section 3.4.3.1 « Achats responsables »). La cartographie des risques achat identifie les catégories les plus concernées par cet enjeu. La réduction des déchets et de la consommation de matières premières est intégrée dans les dispositifs de qualification (amont aux appels d'offres), d'évaluation (pendant l'exécution du contrat), ainsi que dans les chartes et engagements imposés dans les conditions générales d'achat. Les principaux outils sont :

- le « questionnaire carbone et ressource », utilisé sous forme de critère de comparaison entre les réponses aux appels d'offres, favorise les fournisseurs engagés pour réduire l'empreinte matière et les déchets induits des biens et services achetés ;
- les « fiches cycle de vie » évaluent les enjeux d'économie circulaire sur toute la chaîne de valeur des biens et services achetés, de l'extraction des matériaux à leur fin de vie, pour chaque catégorie d'achat. Des leviers achats pertinents sont identifiés pour les catégories à enjeu ;
- un « guide du réemploi » est partagé à l'ensemble des acteurs et actrices de la fonction achat. Ce guide synthétise les démarches du groupe, et recense les opportunités d'intégration du réemploi dans l'acte d'achat.

Ce suivi des matières premières ou transformées importantes pour le groupe EDF est couplé avec des analyses de cycles de vie pour les grands projets en développement.

La Direction Stratégie du Groupe et EDF R&D analysent les enjeux, risques et opportunités des principales matières premières stratégiques utilisées sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, au travers de plusieurs critères : géopolitique, réserves géologiques au sens de la rareté, potentiel industriel de production et transformation des matières premières ainsi que les projections économiques des conditions de marché futures (à la fois offre et demande) de ces matières premières.

Dans le Groupe, plusieurs activités sur les chantiers des grands projets intègrent des démarches d'évaluation de cycle de vie (ACV) et d'éco-conception pour limiter l'impact environnemental des technologies et optimiser la gestion des ressources.

- EDF Hydro a lancé un projet d'ingénierie focalisé sur l'éco-conception afin de soutenir les équipes chargées des grands chantiers de maintenance et de développement. Ce projet vise une gestion responsable des matières premières en mobilisant un réseau de référents spécialisés pour chaque grande famille de matériel, en mettant à disposition des outils comme un modèle d'analyse de cycle de vie (ACV), et en accompagnant les équipes dans la rédaction des appels d'offres. Cette initiative s'inscrit dans le cadre des Engagements Nature 2023-2025 d'EDF Hydro.
- EDF Renouvelables a réalisé des analyses de cycles de vie de ses technologies (éolien terrestre et en mer, solaire, photovoltaïque, stockage par batteries) pour identifier les phases du cycle de vie et les équipements les plus contributeurs, afin d'étudier la faisabilité technico-économique des pistes d'amélioration.
- Dans le cadre du développement du programme nouveau nucléaire EPR, le Groupe développe une démarche intégrée en matière d'économie circulaire dont l'éco-conception dès la phase d'ingénierie des projets, pour les flux de matériaux utilisés dimensionnants en particulier pour le domaine du génie-civil (béton et acier bas carbone, réemploi des terres excavées). Les centres d'ingénierie, de manière proportionnée aux enjeux, ont une réflexion économie circulaire avec l'aide d'outils méthodologiques d'aide à la décision adaptés tels que des grilles d'analyse d'éco-conception et de circularité. Également, pour les projets structurants pour le Groupe, la dimension écologie industrielle et synergie territoriale est intégrée dans l'analyse dès la phase études afin de permettre une optimisation de la gestion des flux entrants et sortants des ressources et déchets. À titre d'exemple dans la zone industrielle du Dunkerquois en collaboration avec l'ensemble des parties prenantes territoriales dont les industriels, un projet permettant de décarboner le territoire, de mutualiser les ressources telles que la chaleur fatale (1,3 TWh de chaleur valorisée annuellement, 1,5 Mm^3 d'eau économisée ainsi que 43 kt de CO_2 évitées).
- En 2024, dans le cadre de son ambition de verdissement des réseaux de chaleur, dans une démarche de circularité, Dalkia a déployé de nombreux projets ayant recours à des énergies renouvelables et de récupération locale afin de limiter la dépendance aux énergies fossiles :
  - la chaleur issue de l'incinération des déchets ménagers au sein de l'unité de valorisation énergétique (UVE) ;
  - la récupération de chaleur issue des stations de traitement des eaux usées ;
  - la récupération de chaleur sur les fumées issues de la combustion de la biomasse ;
  - la récupération de chaleur fatale de process industriels ;
  - le développement de la géothermie.

3.2.6.2.2 Cible et indicateurs relatifs aux ressources entrantes

Pour la production d'électricité et de services énergétiques, le Groupe utilise des matières premières dont les combustibles forment une part significative : uranium, gaz, fuel, bioliquides et biomasse. En 2024, les consommations de combustibles fossiles ont diminué : charbon (- 23 %), fioul lourd (- 20 %), gaz naturel et industriel (- 14 %) ; ces réductions reflètent l'engagement du groupe EDF dans la réduction de la consommation d'énergies fossiles.

Le groupe EDF n'a pas établi à ce jour de cible quantitative concernant les consommations de combustibles et matériaux stratégiques. Les principales actions de maîtrise du risque décrites dans la section 2.2.1 – 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles » permettent de maintenir un niveau de risque acceptable. Les matières stratégiques font l'objet d'un suivi scientifique prospectif par la R&D et la Direction Stratégie Groupe, à la fois sur les enjeux de disponibilité des ressources et de chaîne d'approvisionnement ainsi que sur la dimension économique à moyen terme au regard des configurations géostratégiques énergétiques. En France, EDF participe à des groupes de travail externes avec les pouvoirs publics, des institutions académiques, le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) et l'Observatoire français des ressources minérales pour les filières industrielles (OFREMI) afin de croiser et d'approfondir la compréhension des enjeux des matériaux stratégiques au niveau européen et mondial et de conforter ses propres analyses internes.

Le tableau suivant permet de fournir une vue des matières qui ont été consommées en 2024.

	2022	2023	2024		
Matières utilisées	**Quantité**	**Quantité**	**Quantité**	**Poids (valeur absolue) de composants/ matières secondaires utilisés**	**Poids (pourcentage) de composants/ matières secondaires utilisés**
Combustible nucléaire [1] (Tonnes)	779 [2]	999 [2]	1 126	99	10 %
Biomasse liquide et solide hors bois (kTonnes)	126	112	268		
Bois (kTonnes)	2 336	2 396	2 548		
Charbon (kTonnes)	854	247	189		
Fioul lourd (kTonnes)	742	631	502		
Fioul domestique (kTonnes)	484	465	506		
Gaz naturel (TWh PCI)	84 305	69 675	60 150		
Gaz industriel (TWh PCI)	390	372	355		
Biogaz (TWh PCI)	444	387	514		

(1) Le combustible nucléaire est celui chargé en réacteur.
(2) Ces valeurs sont celles du périmètre France (Royaume-Uni exclu).

Précisions sur les indicateurs

Le groupe EDF monitore les consommations de matières sur les différents sites industriels. Les quantités consommées sont suivies par les différents métiers *via* des outils et applications d'information. Ces protocoles de mesures sont établis suivant les protocoles réglementaires en accord avec les autorités compétentes, les mesures font l'objet de vérifications régulières et sont suivies dans le cadre du système de management environnemental du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

3.2.6.3 Déchets

3.2.6.3.1 Actions et ressources relatives aux déchets

Les entités et sociétés du Groupe sont engagées dans une démarche de progrès fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit. La question des déchets est intégrée dans le système de management de l'environnement au niveau des métiers et filiales du Groupe.

Au niveau d'EDF SA, le groupe « Déchets et économie circulaire » (GDEC), regroupant les correspondants déchets des métiers, a pour mission de mener des actions de prévention, d'optimisation des ressources et de réemploi en vue de limiter la production de déchets ainsi que la promotion du partage des retours d'expérience des méthodes et bonnes pratiques de prévention et valorisation. Une feuille de route pluriannuelle élaborée par EDF SA permet d'en structurer les actions redéployées par les entités et suivies au travers de réunions trimestrielles et d'indicateurs associés (quantité de déchets valorisés, quantité d'équipements réemployés, suivi d'un taux de valorisation des déchets pour inciter au recyclage, et donc aux économies de ressources).

3.2.6.3.1.1 Matières et déchets radioactifs

La gestion des déchets radioactifs fait l'objet d'un cadre réglementaire strict sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en France et sous le contrôle de l'*Office for Nuclear Regulation* au Royaume-Uni (voir détails sur les matières définissant les déchets radioactifs dans la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », le paragraphe « Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés » et la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés »).

À noter que 95 % des déchets radioactifs produits par le groupe EDF sont des déchets « **à vie courte** » (période inférieure ou égale à trente et un ans). Ils proviennent essentiellement des systèmes de filtration, des opérations de maintenance et d'entretien. La majeure partie des déchets radioactifs issus des travaux de déconstruction des centrales sont également des déchets à vie courte.

Recyclage des matières valorisables

- **Recyclage du combustible usé**

La maîtrise par EDF de chacune des étapes du cycle du combustible, la conception de combustibles performants et une gestion adaptée de ce combustible dans les cœurs des tranches nucléaires contribuent à optimiser le besoin en uranium naturel. Le recyclage du combustible usé permet d'économiser actuellement environ 10 % d'uranium naturel principalement *via* l'utilisation du combustible MOX pour un cycle à l'équilibre, et jusqu'à 25 % lorsque la filière uranium de retraitement sera pleinement opérationnelle. (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », le paragraphe « A - les étapes et enjeux liés au cycle du combustible nucléaire »)

Le traitement du combustible usé (séparation uranium/plutonium/ produits de fission, vitrification des produits de fission et compactage des structures métalliques) permet de réduire d'un facteur 4 à 5 le volume des déchets radioactifs et d'un facteur 10 leur radiotoxicité.

- **Valorisation des matériaux métalliques TFA**

Le Technocentre est un projet d'installation industrielle de traitement, pour recyclage, de métaux de très faible activité (TFA) issus d'installations nucléaires. Il est prévu d'être construit à Fessenheim.

L'objectif est la production, après fusion, de lingots relevant du domaine conventionnel, dont les caractéristiques radiologiques garantissent une utilisation sans impact sur la santé et l'environnement quel qu'en soit l'usage.

Depuis le 14 février 2022, le cadre juridique ouvre en effet la possibilité de valoriser les métaux TFA.

Le projet permettra ainsi d'économiser des ressources naturelles dans une logique d'économie circulaire, de réduire les émissions de CO_2 (gain de 60 % par rapport à la production d'acier par extraction minière) et d'économiser des capacités de stockage du CIRES (Centre de stockage Andra dédié aux déchets TFA).

Le gisement français, principalement issu de la déconstruction d'installations, est de 500 000 tonnes détenues principalement par EDF (environ 200 000 tonnes, dont générateurs de vapeur) et Orano (environ 200 000 tonnes, dont diffuseurs de l'usine Georges Besse 1). Le projet a aussi pour objectif de valoriser une partie des gisements étrangers.

La mise en service de l'installation est prévue en 2031. Le débat public préalable s'est tenu du 10 octobre 2024 au 7 février 2025.

- **Traitement des déchets radioactifs gros composants**

Grâce au savoir-faire historique du groupe EDF et à la mise en place d'une plate-forme industrielle européenne d'usines de traitement de déchets radioactifs, les équipes de Cyclife, filiale 100 % EDF, répondent depuis 2016 aux enjeux du Groupe mais aussi de clients internationaux dans leurs projets de **réduire le volume de leurs déchets radioactifs** et d'**optimiser le coût** de leurs opérations notamment de démantèlement. Lorsque cela est possible, Cyclife propose à ses clients le **recyclage de matériaux** pour une industrie nucléaire responsable et durable. Cyclife répond au besoin croissant de préserver la capacité d'élimination et de stockage final des déchets des centrales nucléaires, en réduisant leur volume et, si possible, en recyclant les matériaux traités.

Au fil des années, le groupe Cyclife a développé une gamme de services faisant appel à la meilleure filière pour chaque catégorie de déchets. Cyclife exploite notamment trois installations de traitement des déchets en France, au Royaume-Uni et en Suède. Chacune d'elles offre des capacités spécifiques d'incinération et de fusion de déchets radioactifs.

EDF ou les clients externes peuvent accéder à l'installation offrant la meilleure solution technique, économique et réglementaire pour les déchets qu'ils ont à traiter. Cyclife fournit également des services d'ingénierie pour concevoir des infrastructures de traitement des déchets et des protocoles de traitement/conditionnement innovants sur et hors site.

En 2024, les parties supérieures des générateurs de vapeur de la centrale de Fessenheim ont ainsi été traitées dans l'usine suédoise, ce qui a permis de valoriser 600 tonnes de métal. Les lingots recyclés ont été revendus en Suède à des aciéristes.

En France, l'usine Cyclife France permet l'incinération et la fusion des déchets issus des installations en exploitation ou en démantèlement, permettant ainsi une réduction de volume significative avant stockage.

- **Déchets radioactifs ultimes**

Pour plus de détails sur la gestion des déchets radioactifs ultimes, voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », le paragraphe « Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés ».

3.2.6.3.1.2 Déchets conventionnels

- **Prévention et apport méthodologie de la fonction R&D**

Deux projets au sein de la R&D soutiennent opérationnellement les métiers de la production et se concentrent sur la gestion des déchets conventionnels et l'économie circulaire :

> le projet DECINECO : ce projet se consacre à la recherche et à l'expérimentation visant à renforcer la robustesse des technologies intégrant l'écoconception et la circularité dans les outils industriels de production. Il joue un rôle clé dans l'amélioration des pratiques liées à la gestion des déchets et leur valorisation ou recyclage dans les filières intégrées,

> le projet ECOCIRT : ce projet développe des analyses méthodologiques d'écoconception et vient en appui notamment dans les nouveaux projets, tels que l'EPR2, ainsi que les activités de production centralisée d'électricité.

En parallèle, des projets sont élaborés en collaboration avec les acteurs d'un territoire, utilisant des méthodes d'analyse pour optimiser les flux d'énergie et de chaleur, comme le projet EPIFLEX à Dunkerque.

Reconnu pour son expertise, le département R&D participe également à des groupes d'experts chargés d'élaborer des normes nationales et internationales ISO en matière d'économie circulaire et de gestion des déchets conventionnels.

- **Réemploi**

Le groupe EDF a mis en place de nombreux chantiers, au cours desquels l'utilisation de matériaux recyclés est encouragée (granulats, terres excavées, bétons, acier, etc.) et les matériaux déposés sont réemployés ou valorisés, dans le respect des normes en vigueur. Ils rendent disponibles un nombre important de matériels et pièces de rechange pouvant encore servir.

Parmi ces chantiers, EDF Reutiliz est la plateforme de réemploi du groupe EDF (hors filiales régulées). Elle permet d'offrir une seconde vie au matériel dont certaines entités du Groupe n'ont plus l'usage mais qui peut bénéficier à d'autres. Elle est destinée aux entités du Groupe mais aussi aux entreprises, collectivités, associations qui peuvent bénéficier du matériel d'EDF à prix compétitif ou gratuitement. Cette démarche de réemploi contribue ainsi à la préservation des ressources, la diminution des déchets et à la réduction des émissions de GES d'EDF (Scope 3), mais aussi à la baisse des émissions de ses parties prenantes qui réutilisent du matériel EDF. C'est également une démarche solidaire qui contribue à faire des dons à des associations et des écoles.

Depuis 2020, dans le cadre de la phase de préparation au démantèlement de la centrale nucléaire de Fessenheim, une organisation locale dédiée au réemploi a permis de donner une seconde vie à plus de 7 400 matériels industriels et tertiaires, représentant plus de 396 tonnes de matériels réemployés par d'autres unités du groupe EDF, des associations, des écoles et des entreprises.

Ces chantiers concernent les métiers du Groupe en lien avec la production et l'exploitation d'énergie mais aussi les parties prenantes externes telles que les entreprises, collectivités et associations.

En 2024, le réemploi *via* EDF Reutiliz a permis d'éviter l'émission de 9 003 tonnes de CO_2e pour EDF et ses parties prenantes, avec 471 tonnes de matériels réemployés et 5 010 tonnes depuis 2021.

Enedis a aussi mis en place depuis 2021 une plateforme digitale dont l'utilisation a permis en 2024 de tracer le réemploi de 488 tonnes de matériels.

- **Valorisation**

La politique de valorisation des déchets se concrétise sur plusieurs volets, tels que décrits dans la section politique. Des initiatives significatives pour les métiers en lien avec les énergies renouvelables et la production thermique concernent par exemple les pales d'éoliennes et la gestion des cendres :

> **Pales d'éoliennes**

Composée essentiellement de béton, d'acier, d'aluminium, d'éléments chimiques particuliers rentrant dans la composition des aimants permanents, la structure d'une éolienne est aisément recyclable à 90 %. Fondations béton incluses, ce chiffre atteint 95 à 98 %.

Des solutions de recyclage ou de réutilisation des pales, bien que non structurées à une échelle industrielle, se développent pour la filière : valorisation et transformation en granulats pour intégration dans du béton, du ciment ou de la résine (puis transformation en panneaux isolants,...), transformation en mobilier urbain (exemple du démantèlement du parc EDF Renouvelables de Tenesa en Corse). EDF Renouvelables s'est engagée, pour tous les parcs sous son contrôle, à réutiliser, recycler ou valoriser les pales d'éoliennes lors de leur fin d'exploitation, afin d'éviter leur mise en décharge. Dévoilé par Siemens Gamesa en 2021, un nouveau modèle de pale recyclable est utilisé par EDF Renouvelables sur 10 éoliennes du parc éolien en mer du Calvados. Il s'agit d'une première en France. Fabriqué à partir d'une combinaison de matériaux coulés ensemble avec de la résine, ce nouveau modèle de pale permet de séparer efficacement la résine des autres composants à la fin de vie de la pale, pour une réutilisation des matériaux dans de nombreuses applications (industrie automobile, aéronautique, ferroviaire...).

> **Cendres valorisées en filières techniques**

Issues de la combustion du charbon pour la production d'électricité, les cendres de charbon disposent de propriétés permettant leur valorisation dans divers usages (notamment ciment et béton). Dans une démarche d'amélioration continue, EDF a engagé des travaux de recherche pour une meilleure valorisation des cendres, des sédiments et des boues notamment *via* les travaux scientifiques de l'association RECORD qui est un réseau mobilisé sur le développement de l'économie circulaire, acteur national de la recherche appliquée dans le domaine de l'utilisation efficace des ressources et des déchets, avec la collaboration de la R&D du Groupe.

3.2.6.3.1.3 Déconstruction des centrales nucléaires et thermiques

La direction des projets déconstruction et déchets (DP2D) d'EDF a la responsabilité du démantèlement des réacteurs définitivement arrêtés et de la gestion de l'ensemble des déchets, qu'ils soient issus de l'exploitation ou du démantèlement.

Il y a actuellement 11 réacteurs en démantèlement : 9 réacteurs dits « de génération 1 » et les 2 réacteurs de Fessenheim mis à l'arrêt en 2020.

Du 25 mars au 30 avril 2024 s'est déroulée l'enquête publique qui portait sur la demande d'autorisation de démantèlement de la centrale de Fessenheim. Après 37 jours de consultation du public, plus de 200 contributions et des observations très largement favorables (près de 80 % de contributions positives du public), EDF a reçu les conclusions de la commission d'enquête : un avis favorable sans réserve.

Pour la réalisation d'une partie de ces opérations, le Groupe s'appuie sur les équipes de Cyclife, filiale 100 % EDF qui propose des outils et procédés innovants (téléopération, robots) adaptés aux différentes technologies de réacteurs à démanteler. Ce savoir-faire associé à des moyens industriels uniques pour le traitement des déchets issus de ces opérations permet de proposer des **solutions combinées démantèlement/déchets** et d'ainsi optimiser, via la minimisation des découpes sur sites, l'utilisation d'installations centralisées, etc., les plannings, les coûts, les volumes de déchets produits. Ces services sont également réalisés à l'international.

Concernant la déconstruction des centrales thermiques, le Groupe met en place différentes méthodes et études d'ingénierie permettant d'une part la limitation des déchets de déconstruction et d'autre part leur valorisation optimale : réemploi des matériels (*cf.* EDF Reutiliz), réemploi des matériaux sur site en fin de chantier, recyclage matière de tous les déchets disposant d'une filière, réduction de la production de déchets dangereux. La vente de déchets métalliques présente un gain économique significatif.

3.2.6.3.2 Cible relative aux déchets

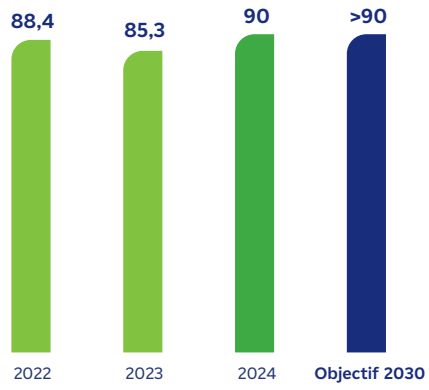
Des travaux sont en cours en vue de construire une ambition d'économies d'uranium naturel grâce au recyclage de combustible usé, en lien avec les actions décrites dans la section 3.2.6.3.1.1 « Matières et déchets radioactifs ».

				Performance
Cible	**Référence**	**Revue**	**Périmètre**	**2024**
90 % : taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation **en 2030**	88,4 en 2022	Annuelle	Activités propres	90,0 %

Indicateur clé de performance du Groupe

La cible de taux de valorisation des déchets conventionnels permet d'assurer que le Groupe gère de manière optimisée sa production de déchets conventionnels avec une démarche de circularité permettant après traitement le recyclage, et éventuellement la réutilisation de matières premières dans le circuit de production et permet *in fine* une économie de ressource. Elle limite ainsi le tonnage de déchets non valorisés, nécessitant des stockages ultimes susceptibles de participer à divers impacts négatifs sur l'environnement. Cette cible a été définie grâce à une analyse avec les principales activités productrices de déchets, des possibilités techniques de collectes, tris et valorisation des déchets.

Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation (en %)



Les fluctuations interannuelles de production de déchets de chantiers sont liées à la diversité des chantiers dans les différentes filières de production.

Ainsi la déconstruction de bâtiments industriels anciens pouvant contenir des déchets amiantés sans filières de valorisation, différent des programmes de vidange de barrages produisant des volumes importants de sédiments variables de manière interannuelle en fonction des chantiers ayant des circuits de valorisation optimisés. Ces éléments sont de nature à entraîner des variations du volume de déchets valorisés autour de l'objectif cible de 90 %.

Concernant les déchets radioactifs, les indicateurs sont impactés par les chantiers de maintenance et de déconstruction. Ils sont soumis à des exigences techniques et réglementaires qui entraînent de la variabilité sur la planification et la réalisation opérationnelle des chantiers et, *in fine*, sur la quantité et la nature de déchets radioactifs produits. À ce titre, le Groupe ne se fixe pas de cible en matière de déchets radioactifs.

Ces indicateurs sont présentés dans la section suivante 3.2.6.3.3 « Indicateurs relatifs aux déchets ».

Précisions sur les indicateurs

Le dénominateur de l'indicateur correspond à la quantité totale de déchets conventionnels dangereux et non dangereux évacués sur une période d'un an. Les tonnages de déchets conventionnels dangereux et non dangereux correspondant à la période concernée par le reporting prennent en compte les déchets : liés à une activité normale (production d'exploitation normale) ou exceptionnelle (chantier, travaux, construction, démantèlement, etc.) ; produits sur une période antérieure, entreposés depuis sur site en raison de l'absence de filière de traitement adaptée ou dans l'attente d'une massification avant évacuation, mais évacués sur la période en cours (déstockage de déchets produits sur une période antérieure). Le résultat de l'indicateur de performance correspond à la proportion de déchets conventionnels dangereux et non dangereux dirigés vers une filière de valorisation rapportée à la somme des déchets conventionnels dangereux et non dangereux évacués. L'indicateur est au périmètre Groupe.

3.2.6.3.3 Indicateurs relatifs aux déchets

		Quantité 2023	Quantité 2024
Quantité totale de déchets conventionnels produite		502 513	1 334 899
Quantité totale de déchets conventionnels non éliminée (tonnes)			1 200 902
Quantité totale de déchets non éliminée dangereux (tonnes)	Préparation en vue du réemploi [i]		25
	Recyclage [ii]		52 994
	Autre [iii]		8 375
Quantité totale de déchets non éliminée non dangereux (tonnes)	Préparation en vue du réemploi [i]		1 753
	Recyclage [ii]		890 136
	Autre [iii]		247 619
Quantité totale de déchets éliminée (tonnes)			133 997
Quantité totale de déchets éliminée dangereux (tonnes)	Incinération [i]		3 279
	Mise en décharge [ii]		7 033
	Autre [iii]		18 980
Quantité totale de déchets éliminée non dangereux (tonnes)	Incinération [i]		1 629
	Mise en décharge [ii]		52 189
	Autre [iii]		50 887
Quantité totale de déchets non recyclés (tonnes)			389 991
Quantité totale de déchets non recyclés (%)			29 %
Quantité totale de déchets dangereux (tonnes)		66 447	90 686
France : déchets radioactifs solides de très faible activité (TFA) (m^3)		6 451	6 031
France : déchets radioactifs solides de faible et moyenne activités (FMA) (m^3)		5 298	6 603
France : déchets radioactifs solides de haute activité (HA) (m^3)		261	284
États-Unis : déchets radioactifs Framatome de classe A		662	807
Royaume-Uni : déchets radioactifs			589
Quantité totale de déchets radioactifs (m^3)			14 314

De manière synthétique, les principaux flux de **déchets conventionnels** générés correspondent aux sédiments issus des barrages hydroélectriques et aux terres excavées et gravats issus de chantiers (construction et déconstruction d'unités de production, réseaux de distribution). Les données de production de déchets conventionnels non dangereux ont été marquées en 2024 par l'inclusion dans le périmètre de reporting d'EDF Energy des déchets issus du chantier de construction d'Hinkley Point C. Les principaux déchets dangereux correspondent aux huiles usagées et aux mélanges d'hydrocarbures issus de l'exploitation et de la maintenance des centrales thermiques et nucléaires.

La production de déchets conventionnels s'établit en 2024 à 1 334 899 tonnes à l'échelle Groupe contre 502 513 tonnes en 2023. Cette augmentation significative est liée principalement à une plus forte production de déchets de sédiments issus du curage des barrages d'EDF, à la hausse d'activité sur les réseaux de distribution d'Enedis, notamment en lien avec le raccordement des énergies renouvelables, aux premières opérations de terrassement sur le chantier EPR2 de Penly ainsi qu'à l'extension du périmètre de reporting au chantier d'Hinkley Point C au Royaume-Uni. Pour EDF, de nouveaux outils de suivi ont été récemment mis en place en vue d'optimiser encore le pilotage de la production de déchets conventionnels issus de l'exploitation des filières industrielles.

En complément des indicateurs précédents, les centrales de production nucléaire **en fonctionnement** en France (EDF) sont concernées principalement par les **déchets radioactifs** solides de très faible activité (TFA) et par ceux de faible et moyenne activité (FMA). En France, le volume des déchets TFA d'activité en 2024 est de 3 849 m^3 contre 3 716 m^3 en 2023. Le volume des déchets FMA (y compris Framatome en France) en 2024 est de 6 195 m^3 contre 5 151 m^3 en 2023. Les évolutions correspondent à des variations interannuelles classiques, fonctions de la nature des activités de maintenance.

Les déchets issus des activités **industrielles** de Framatome aux États-Unis sont identifiés par les indicateurs des déchets radioactifs de classe A, dont le volume est de 807 m^3 contre 662 m^3 en 2023.

En France, le volume des déchets de **déconstruction** et industriels TFA (y compris Framatome) est de 2 182 m^3 en 2024 contre 2 735 m^3 en 2023 et le volume des déchets FMA est de 408 m^3 en 2024 contre 147 m^3 en 2023. En Belgique, les activités de déconstruction sur le site de Dessel sont en cours et n'ont pas produit de déchets radioactifs de classe A en 2024, comme depuis 2020.

Précisions sur les indicateurs

Le groupe EDF monitore les quantités de **déchets conventionnels** produites par les différents sites en utilisant les classifications européennes, permettant ainsi des définitions communes. Les quantités déclarées sont suivies par les différents sites via des outils et applications informations dédiés. Les quantités de déchets conventionnels évacués, dangereux et non dangereux, sont mesurées en identifiant les quantités envoyées vers des filières de traitement. En Europe, la classification des déchets dangereux et non dangereux et du type de traitement des filières (recyclage, autre valorisation, élimination...) est principalement définie par le droit européen. Ces collectes de données sont établies suivant les protocoles réglementaires en accord avec les autorités en charge, les mesures font l'objet de vérifications régulières et sont suivies dans le cadre du système de management environnemental du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

Compte tenu des réglementations et classifications différentes de **déchets radioactifs** entre les États-Unis, l'Angleterre et la France, et afin d'en faciliter la compréhension, ont été présentés pour la France les déchets de Hautes activités, les Faibles et Moyennes activités et les Très faibles activités, pour les États Unis les déchets de classe A, et pour le Royaume-Uni, l'ensemble des déchets radioactifs. Le total des déchets radioactifs d'EDF est la somme de ces cinq données.

Les indicateurs relatifs aux déchets radioactifs de très faible activité (TFA) issus de l'activité et de la déconstruction tiennent compte du volume réel des déchets TFA directement évacués au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) depuis les sites de production.

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de faible et moyenne activités (FMA) issus de l'activité et de la déconstruction tiennent compte du volume réel des déchets FMA directement évacués au Centre de stockage de l'Aube (CSA) depuis les sites de production.

Dans les deux cas, ces volumes correspondent :

- au volume de déchets produits dans l'année pour les sites en fonctionnement ;
- au volume de déchets expédiés dans l'année pour les sites en déconstruction.

Les volumes entreposés font l'objet d'un suivi par L'ASNR en France et la Nuclear Safety Authority au Royaume-Uni.

Pour l'indicateur « Déchets radioactifs de haute activité (HA) », le conditionnement des déchets est pris en compte dans le dimensionnement.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis sont produits environ 10 ans après que les combustibles ont effectivement généré les déchets. Ainsi, l'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets et qui projette, sur l'avenir proche, le ratio de conditionnement actuel (nombre de colis réalisés effectivement à la suite du traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des conditionnements effectués pour optimiser les opérations :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : il est défini par combinaison de facteurs issus de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) ;
- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande, etc.) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : il est produit sur la base d'un retour d'expérience.

Les déchets radioactifs sont expédiés et colisés selon les réglementations nationales en vigueur dans chaque pays.

Les données relatives aux déchets radioactifs des activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni sont fondées sur l'inventaire des déchets radioactifs produits dans l'année, établi tous les trois ans par la *Nuclear Decommissioning Authority*. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à la fin de vie des sites de production nucléaire.

Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites.

L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire.

Les déchets radioactifs de faible activité sont envoyés en traitement sous forme de déchets de moyenne activité conformément à la réglementation en vigueur.

3.2.6.4 Dépenses et efforts de recherche alloués aux actions en matière d'utilisation de ressources et économie circulaire

Les outils de gestion du Groupe ne permettent pas, pour la première année d'application de la CSRD, un chiffrage exhaustif des actions en matière d'utilisation de ressources et économie circulaire. Pour les prochaines années, des travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière d'utilisation de ressources et de l'économie circulaire.

Concernant la gestion de l'aval du cycle nucléaire, les risques spécifiques aux activités nucléaires sont disponibles dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » et les impacts actuels notables ont été évalués et sont présentés dans les états financiers du Groupe dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » et note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

En 2024, en complément des actions et des dépenses réalisées sur les actifs de production, le Groupe contribue grâce à ses efforts de recherche et développement, identifiés pour 6 M€, à la gestion de l'utilisation des ressources naturelles de manière optimale et soutenable, au développement de nouvelles filières de traitement et valorisation des déchets ainsi qu'au développement de méthodes et d'outils d'aide à la décision en matière d'économie circulaire.

3.2.7 Taxonomie verte

En tant que premier producteur d'électricité au monde sans émission directe de CO_2 [1], le Groupe contribue principalement à l'objectif d'atténuation du changement climatique. Une très grande partie des investissements du Groupe est dédiée à la maintenance et l'extension de vie de ses actifs de production non carbonés (notamment dans le Grand Carénage, voir section 1.4.1.1.2.3 B "Les enjeux du nucléaire"), qui sont régis par des cadres de sûreté réglementaires (pour l'hydraulique et le nucléaire) et qui incluent l'examen de risques extrêmes dont des évènements climatiques.

Ces investissements concourent à la résilience du système électrique et intègrent les enjeux d'adaptation des actifs de production. Toutefois, les investissements et dépenses réalisés exclusivement dans un objectif d'adaptation au changement climatique restent marginaux (voir section 3.2.2.2 « Adaptation au changement climatique »).

De plus, en tant que producteur et commercialisateur d'électricité et de services énergétiques, le Groupe ne contribue pas substantiellement aux activités visées par le règlement (UE) 2023/2486 au titre de l'utilisation durable de la ressource en eau, de la transition vers une économie circulaire, de la prévention/contrôle de la pollution et de la protection/restauration de la biodiversité. Toutefois, il est important de noter que la raison d'être du Groupe reposant sur une vision systémique des enjeux planétaires, le Groupe engage des dépenses pour ne pas nuire à ces objectifs, notamment dans le champ de la protection des ressources aquatiques et de la biodiversité. Les actions que le Groupe engage pour maximiser ses impacts positifs et réduire ses impacts négatifs sont détaillées dans l'état de durabilité (sections 3.2.3, 3.2.4, 3.2.5 et 3.2.6) et intégrées dans les indicateurs de taxonomie.

Les investissements du Groupe alignés avec la taxonomie verte européenne sont de 59 % en 2024 (64 % en 2023) soit un montant de 15,6 Mds€, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 22 % dans les activités de réseaux et 10 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique).

Il est à noter que **la taxonomie ne prend pas en compte dans ses critères d'éligibilité les activités nucléaires hors Union européenne ainsi que les activités connexes à l'activité de production nucléaire**. Le taux de nos investissements bas carbone pour l'ensemble de nos activités, incluant ces activités, s'élève à près de 94 % (voir section 3.2.2.1.2.4 « Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique »).

3.2.7.1 Réglementation applicable

Dans le cadre du Pacte vert pour l'Europe visant à atteindre la neutralité carbone en 2050 et en application du règlement 2020/852 du 18 juin 2020 (dit « règlement Taxonomie »), la Commission européenne a adopté, le 4 juin 2021, le règlement (UE) 2021/2139, définissant les critères d'examen technique de l'éligibilité et de l'alignement des activités au regard des deux premiers objectifs environnementaux (atténuation du changement climatique et adaptation au changement climatique).

Le règlement (UE) 2021/2178 dit « article 8 » relatif au contenu et la présentation des informations à communiquer a été adopté le 6 juillet 2021. Le règlement (UE) 2022/1214 couvrant certaines activités des secteurs du nucléaire et du gaz a été adopté le 9 mars 2022. Enfin, les règlements (UE) 2023/2485 et 2023/2486, modifiant respectivement les règlements 2021/2139 et 2021/2178 ont été adoptés le 27 juin 2023. En particulier, le règlement 2023/2486 ajoute, à partir de l'année 2023, l'analyse de l'éligibilité des activités au regard des quatre autres objectifs environnementaux (l'utilisation durable et la protection des ressources aquatiques et maritimes, la transition vers une économie circulaire, la prévention et le contrôle de la pollution, la protection et la restauration de la biodiversité et des écosystèmes), aux deux objectifs déjà visés par la réglementation.

Ainsi, cette réglementation vise à déterminer les conditions dans lesquelles des activités économiques peuvent être considérées comme contribuant substantiellement aux six objectifs environnementaux afin d'orienter les flux de capitaux vers celles-ci, selon des critères transparents.

Une activité est dite **éligible** à la taxonomie si elle est incluse dans la liste des activités figurant dans la réglementation.

Une activité peut contribuer aux objectifs climatiques :

- par sa **performance propre** (par exemple s'agissant du groupe EDF : la production d'électricité d'origine renouvelable) ; ou
- lorsqu'elle permet directement l'exercice d'autres activités durables. Elle est alors qualifiée d'**activité habilitante** (par exemple s'agissant du groupe EDF : l'activité d'acheminement d'électricité) ; ou
- si elle favorise la transition vers une économie neutre en carbone et qu'elle ne peut être remplacée par des alternatives bas carbone réalisables techniquement et économiquement. Elle est alors qualifiée de **transitoire** (par exemple s'agissant du groupe EDF : certaines activités dans le secteur du nucléaire).

Une activité éligible sera dite **« alignée »** sur la Taxonomie si :

- elle respecte les critères techniques de contribution substantielle à l'un des six objectifs environnementaux (par exemple, en lien avec des seuils d'émission) ;
- elle remplit les critères d'innocuité (dits *Do Not Significantly Harm - DNSH)*, c'est-à-dire qu'elle ne porte pas de préjudice important aux autres objectifs environnementaux ; et
- elle respecte les garanties minimales en matière de protection des droits humains, de lutte contre la corruption, de fiscalité et de lutte contre les pratiques anti-concurrentielles (voir la section 3.2.7.3.2 « Respect des garanties minimales »).

Conformément à la réglementation précitée, le Groupe présente les trois indicateurs requis, fondés sur ses comptes consolidés : la part de chiffre d'affaires, des dépenses d'investissement (« $CAPEX_T$ ») et des dépenses opérationnelles (« $OPEX_T$ »), associée à des activités alignées et éligibles à la Taxonomie.

3.2.7.2 Éligibilité des activités du Groupe à la Taxonomie

3.2.7.2.1 Activités du groupe EDF éligibles à la Taxonomie

En application de la définition précédente, les activités suivantes du Groupe sont éligibles à la Taxonomie au titre des objectifs climatiques :

- **Activités liées à l'énergie nucléaire menées dans les pays de l'Union européenne** qui regroupent :
  - la construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, à l'aide des meilleures technologies disponibles (4.27) : projets autorisés au plus tard en 2045 par les autorités compétentes visant la construction et l'exploitation des réacteurs nucléaires *best available technologies*. Pour le Groupe, ces activités concernent pour l'essentiel la centrale de Flamanville 3, ainsi que les études et travaux préparatoires réalisés dans le cadre du projet EPR2 en France ;

(1) *World ranking of zero direct CO_2 emissions power producers* (2023, TWh) (power-producers-ranking.enerdata.net/)

- la production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes (4.28) en France et en Belgique : projets autorisés au plus tard en 2040 par les autorités compétentes visant à étendre la durée de fonctionnement des réacteurs existants.

  Cette dernière activité en France a été analysée en prenant en compte les activités d'exploitation et de maintenance (contrôles réglementaires, programmes de maintenance...), les modifications, les remplacements de gros composants ainsi que les opérations conformes aux avis génériques de l'ASNR reçus (palier 900 MW) ou à recevoir d'ici 2040 (paliers 1 300 MW et 1 450 MW) et aux prescriptions techniques qui permettent de poursuivre l'exploitation du parc nucléaire français au-delà des 40 ans. L'ensemble des activités sur le parc nucléaire en exploitation en France est éligible au titre de l'activité 4.28.

  En conséquence de cette définition, les activités liées à la production nucléaire et la construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni sont exclues de la taxonomie européenne. Cela pénalise sensiblement les ratios taxonomie du Groupe, qui réalise notamment des investissements significatifs dans le cadre du projet d'Hinkley Point C.

- **Distribution d'électricité** : construction et exploitation de réseaux de distribution et de transport d'électricité interconnectés (4.9).
- **Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydraulique** qui regroupent :
  - la production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque (4.1) ;
  - la production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime (4.3) ;
  - la construction et l'exploitation de centrales hydroélectrique de production d'électricité : centrales à réservoir, au fil de l'eau et stations de transfert d'énergie par pompage (4.5 ; 4.10) ;
  - le stockage de l'électricité (4.10) ;
  - l'installation, la maintenance et la réparation de technologies liées aux énergies renouvelables (7.6).
- **Ventes d'électricité issue des obligations d'achats** : ce dispositif législatif et réglementaire en vigueur en France oblige EDF à acheter des volumes d'électricité produite par certaines filières de production puis à la vendre de façon optimisée au même titre que la production propre d'EDF. Cette activité, non explicitement mentionnée dans la réglementation a, après analyse, été considérée comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique et pouvant être rattachées à des activités éligibles.
- **Réseaux de chaleur et de froid, cogénération de chaleur, de froid et d'électricité par bioénergie** (4.14 ; 4.20).
- **Services d'efficacité et de performance énergétiques, recherche et développement** qui correspondent à :
  - l'installation, la maintenance et la réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique (7.3), les services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments (9.3) ;
  - les dépenses de recherche, développement et innovation visant à réduire, éviter les émissions (9.1).
- **Activités liées au gaz fossile** qui regroupent :
  - la production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux (4.29) ;
  - la cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux (4.30).

Le tableau suivant synthétise les activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile. Il est applicable pour chaque indicateur de la Taxonomie. Les informations complémentaires requises par la taxonomie sur ces activités sont données dans la section 3.2.7.4.4.

	Activités liées à l'énergie nucléaire	
1	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de recherche, de développement, de démonstration et de déploiement d'installations innovantes de production d'électricité à partir de processus nucléaires avec un minimum de déchets issus du cycle du combustible. (4.26)	NON
2	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction et d'exploitation sûre de nouvelles installations nucléaires de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, y compris leurs mises à niveau de sûreté, utilisant les meilleures technologies disponibles. (4.27)	OUI
3	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités d'exploitation sûre d'installations nucléaires existantes de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, à partir d'énergie nucléaire, y compris leurs mises à niveau de sûreté. (4.28)	OUI
	Activités liées au gaz fossile	
1	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction ou d'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.29)	OUI
2	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état et d'exploitation d'installations de production combinée de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.30)	OUI
3	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état ou d'exploitation d'installations de production de chaleur qui produisent de la chaleur/du froid à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.31)	NON

3.2.7.2.2 Activités non éligibles au regard des textes en vigueur

Les activités ci-dessous sont celles pour lesquelles le Groupe n'a pas identifié de contribution directe à l'un ou plusieurs objectifs de la Taxonomie européenne ou ne sont pas couvertes par la réglementation :

- commercialisation d'électricité non produite par EDF ou dont la source de production n'est pas éligible. Ainsi, l'activité d'agrégation, qui consiste à vendre l'électricité achetée à des producteurs d'électricité (renouvelable) ou à des acteurs disposant de capacités d'effacement a été considérée comme non éligible car s'assimilant à de la commercialisation ;
- commercialisation de gaz ;
- achats ventes sur les marchés de gros dans le cadre des opérations d'optimisation d'électricité et de gaz ;
- production d'électricité d'origine nucléaire réalisée hors de l'Union européenne, s'agissant du groupe, en particulier l'activité d'EDF Energy au Royaume-Uni ;
- fourniture d'équipements, prestations de services pour les centrales nucléaires et ventes de combustibles.

À noter que le **chiffre d'affaires**$_T$, défini par la taxonomie correspond au montant total du chiffre d'affaires dans le champ de la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients ».

Pour le Groupe, cette définition exclut donc la marge de l'activité « *Trading* » du chiffre d'affaires de la Taxonomie, qui figure cependant dans les états financiers en chiffres d'affaires.

3.2.7.3 Alignement des activités éligibles du Groupe

Une activité éligible sera dite « alignée » sur la Taxonomie si elle respecte les critères techniques de contribution substantielle à l'un des six objectifs environnementaux, si elle ne porte pas de préjudice important aux autres objectifs environnementaux (*Do Not Significantly Harm* - DNSH) et si elle remplit les garanties minimales.

Afin d'évaluer l'alignement de ses activités, chaque entité du Groupe a vérifié le respect des critères de contribution substantielle à l'atténuation ou à l'adaptation au changement climatique.

3.2.7.3.1 Analyse des critères de non-nuisance (DNSH)

Dans le cadre de l'analyse des **critères de non-nuisance (DNSH)**, le groupe EDF s'appuie sur son **système de management environnemental (SME)**, sa politique de responsabilité sociétale d'entreprise (RSE) et sa Charte Éthique qui engagent ses entités à une approche de précaution, une démarche de responsabilité et au développement de technologies respectueuses de l'environnement. La gestion des risques identifiés, y compris ceux liés au changement climatique, est intégrée au processus global de gestion des risques et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Les risques les plus significatifs font l'objet de plans de maîtrise en lien avec les orientations de la politique de responsabilité sociétale d'entreprise (RSE) et sont décrits ainsi que les plans d'actions afférents dans la section 3.2 « Informations environnementales ».

Selon cette politique, le groupe EDF s'engage à évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures, adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes, intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations, adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique et enfin prendre en compte la dimension systémique du dérèglement climatique.

Toutes les entités du groupe EDF prennent en compte les risques climatiques dans l'élaboration de leur cartographie des risques, qu'il s'agisse des risques physiques ou des risques dits « de transition ». Les critères DNSH ont été analysés pour chaque activité du Groupe.

Le SME du Groupe couvre les objectifs environnementaux visés par la Taxonomie comme décrit ci-après.

L'eau est une ressource indispensable à la production de la plupart des énergies, soit pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques, soit comme force motrice pour les centrales hydroélectriques. De plus, l'eau est un « bien commun », dont la gestion passe par l'élaboration de règles collectives. C'est pourquoi le **Groupe s'est engagé**, dans sa politique RSE **à protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable**, tant sur le plan quantitatif que qualitatif et en concertation avec les territoires dans lesquels il opère, en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau, notamment les multi-usages de l'eau sous contraintes climatiques croissantes. Les politiques et actions mises en œuvre en lien avec l'eau sont détaillées en section 3.2.4 « ESRS E3 - Ressources hydriques ».

Le Groupe adopte une démarche responsable pour ses **déchets** en développant une démarche **d'économie circulaire** afin de favoriser la maîtrise de ses productions de déchets, le réemploi, le recyclage ainsi que la valorisation des produits et matériaux sur l'ensemble de la chaîne de valeur (valorisation matière et énergétique). Il vise ainsi à prioriser et limiter au plus juste l'utilisation des ressources entrantes en minerais, produits transformés tels que le ciment et l'acier ainsi que l'uranium sur l'ensemble de la filière industrielle de transformation. Le Groupe assume aussi sa responsabilité vis-à-vis des déchets radioactifs, et en France, déconstruit les centrales nucléaires arrêtées en toute sûreté et dans le respect de l'environnement. Il optimise et gère les déchets radioactifs d'exploitation et de déconstruction dont il a la responsabilité et développe des filières de traitement pour réduire le volume des déchets stockés.

Le Groupe s'assure également du respect de limites de rejets établis par la réglementation et met en place un programme de **contrôle des rejets et de surveillance de l'environnement**. Ainsi, les études d'impact, incluant un volet sanitaire réalisé en amont des projets et l'application des limites de rejets permettent de s'assurer de l'absence d'impact significatif sur l'environnement et les parties prenantes. De plus, pour les centrales nucléaires de production d'électricité, la surveillance dans l'environnement réalisée par chaque site confirme l'absence d'incidence notable des rejets chimiques liquides sur le milieu aquatique.

La sûreté nucléaire est la priorité n° 1 du Groupe et sa préoccupation majeure et permanente sur l'ensemble du cycle, de l'approvisionnement du combustible jusqu'à la déconstruction et la gestion des déchets. Elle repose sur des dispositions techniques et organisationnelles visant à se prémunir d'un accident nucléaire, et, dans le cas hypothétique d'un tel accident, à en limiter les conséquences.

S'agissant du DNSH générique relatif à la **prévention et au contrôle de la pollution** qui exige que l'activité ne conduise pas à la fabrication, à la mise sur le marché ou à l'utilisation de substances spécifiées par l'annexe C du règlement (UE) 2023/2486 du 27 juin 2023, en particulier pour nos activités nucléaires, le Groupe a mis en place un processus de suivi des substances sur la base de ses propres procédés de fabrication et d'exploitation/d'usages et/ou des informations communiquées par ses fournisseurs. Grâce à ce processus, le Groupe tient à jour un inventaire des substances soumises aux diverses réglementations de l'UE visées à l'annexe C du règlement précité.

Le Groupe considère que son processus de gestion des substances est robuste en matière de veille anticipative réglementaire, de conformité réglementaire, d'études de substitution en lien avec ses fournisseurs et de maîtrise des risques liés à l'utilisation des substances dangereuses. Le processus couvre également de façon proactive celles de ces substances qui ne sont pas encore soumises aux réglementations mais qui font l'objet de discussions d'évolution réglementaire, notamment les autorisations et restrictions REACH[1]. Le Groupe considère que les analyses nécessaires et la documentation des démarches ont été menées dans une logique d'efforts raisonnables ; ce qui l'amène à considérer que ses activités sont alignées au regard de ce critère.

La préservation de la biodiversité se révèle aussi un enjeu fort pour le Groupe : ses activités, dans ses opérations directes ou dans sa chaîne de valeur, interagissent avec les milieux naturels terrestres, aquatiques et marins. Le groupe EDF agit sur ses impacts et dépendances les plus significatifs, en lien avec les facteurs de pression majeurs sur la biodiversité, de manière à tendre vers : la réduction de la contribution de ses activités à ces facteurs de pression ; la recréation des espaces et des conditions favorables à la biodiversité ; le renforcement de l'amélioration de la connaissance et son partage. Le Groupe a renouvelé en 2023 son engagement dans deux dispositifs volontaires : « *Entreprises engagées pour la Nature* », sous l'égide de l'Office français de la biodiversité ; et « *Act4nature international* », sous l'égide de l'association Entreprises pour l'Environnement (EpE). Les politiques et actions mises en œuvre en lien avec la préservation de la biodiversité sont détaillées en section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystème ».

3.2.7.3.2 Respect des garanties minimales

Le respect du critère des garanties minimales par le Groupe, repose sur des processus solides en matière de :

- protection des droits humains (voir section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe ») ;
- lutte contre la corruption (voir section 3.4.2.3.2 « Programme anti-corruption ») ;
- fiscalité (voir section 3.4.2.4 « Politique fiscale - Contribution au développement par l'impôt ») ;
- lutte contre les pratiques anti-concurrentielles (voir section 3.4.2.3.5 « La prévention des manquements au droit de la concurrence »).

(1) Réglementation européenne concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, ainsi que les restrictions applicables à ces substances (REACH).

En accord avec les Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme (UNGP), EDF s'engage à respecter à minima les standards internationaux de protection et de défense des droits humains et des libertés fondamentales, et en particulier la Déclaration universelle des droits de l'homme, le Pacte international relatif aux droits civils et politiques, le Pacte international relatif aux droits économiques sociaux et culturels et les conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT).

Le groupe EDF a publié en 2021 un référentiel [1] rassemblant les engagements du Groupe ainsi que ses exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires, en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires. Ces engagements droits humains du groupe EDF ont été approuvés et signés par le Président-Directeur Général.

La mise en œuvre de ces engagements s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe et qui visent, dans une démarche de progrès, notamment :

- l'évaluation préalable et continue et la gestion des impacts et des risques environnementaux et sociétaux (E&S), y compris ceux causés par les activités des relations d'affaires ;
- l'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet. EDF s'attache à déployer ses engagements en amont de ses processus d'investissement jusqu'auprès de ses relations d'affaires en demandant à ses fournisseurs et sous-traitants le respect d'exigences RSE dans le cadre des activités rattachées à leurs relations d'affaires communes, avec une attention particulière pour le droit des communautés locales, populations autochtones et personnes vulnérables ;
- des dispositifs de recueil et de traitement des signalements, accessibles, communiqués à toute personne potentiellement impactée par les activités de l'entreprise, et garantissant la confidentialité des alertes et la protection des alerteurs internes (salariés et collaborateurs extérieurs). Ces signalements font l'objet d'évaluations et donnent lieu si besoin à des mesures de remédiation.

Ce référentiel public s'applique à EDF et aux sociétés qu'elle contrôle [2]. En ce qui concerne Enedis, la filiale a établi son propre plan de vigilance afin de répondre aux exigences de la loi 2017-399 du 27 mars 2017.

Dans les cas où une entité du Groupe fait l'objet d'avertissement, de sanction ou de condamnation des autorités dans le domaine des droits humains, la fiscalité, la lutte contre la corruption ou les pratiques anti-concurrentielles, le Groupe revoit les processus concernés et met en place des actions de remédiation afin de s'assurer du respect continu des garanties minimales. En 2024, le Groupe n'a fait l'objet d'aucune condamnation de nature à remettre en cause l'alignement des activités d'EDF.

3.2.7.3.3 Analyse de l'activité nucléaire

En ce qui concerne l'analyse des critères techniques et environnementaux d'alignement relatifs à ses activités nucléaires en France, le Groupe s'appuie sur le règlement (UE) 2022/1214 relatif à certaines activités nucléaires. Les analyses menées couvrent le parc nucléaire existant ainsi que les projets de construction et d'exploitation de nouvelles installations (centrale de Flamanville 3, études et travaux préparatoires en cours pour l'EPR2).

En synthèse, l'appréciation du respect des critères techniques se fonde notamment sur :

- La transposition en droit français des directives Euratom et le respect du traité Euratom et de la législation de l'Union en matière de droit environnemental (critères 1.a et 1.b) ;
- Le cadre légal et réglementaire mis en place en France pour la sécurisation du financement des charges de long terme relatives au démantèlement des installations nucléaires de base (INB) ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs, via l'obligation pour les exploitants d'installations nucléaires de constitution de fonds (actifs dédiés [3]), l'ensemble du dispositif faisant l'objet de contrôles par l'autorité administrative (critères 1.c, 1.d et 4) ;
- L'existence d'installations de stockage définitif opérationnelles en France pour tous les déchets radioactifs de très faible activité (TFA) et de faible et moyenne activité à vie courte (FMA) qui proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction, ainsi que le Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) qui encadre la mise en service en France d'un stockage des déchets hautement radioactifs [4] (critères 1.e, 1.f et 7 pour l'activité 4.27, critères 1.e, 1.f et 7 pour l'activité 4.28) ;
- le respect par EDF des exigences applicables en matière de sûreté nucléaire, comme en attestent les résultats des contrôles de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR), notamment s'agissant des performances accidentelles des gainages métalliques des combustibles nucléaires (critère 2) ;
- la mise en œuvre du processus de notification des projets conformément à l'article 41 du traité Euratom actuellement en vigueur (critère 3) ;
- la conformité aux critères de sûreté définis par la directive 2009/71/Euratom, notamment liés aux risques naturels extrêmes établis par la réglementation et aux orientations internationales les plus récentes de l'AIEA et la WENRA. Cette conformité est démontrée, s'agissant du parc nucléaire existant, par le processus de réexamen périodique mis en œuvre sur les installations et encadré par la loi (critères 5 à 7 pour l'activité 4.27 et critères 5 et 6 pour l'activité 4.28).

L'analyse des critères environnementaux a été menée en s'appuyant sur :

- l'étude Analyse du cycle de vie du kWh nucléaire EDF rendue publique en 2022 et qui conclut à un contenu carbone inférieur à 4 gCO_2e/kWh, très largement en deçà du seuil de 100 gCO_2e/kWh (critère contribution substantielle) ;
- le dispositif de réévaluation de sûreté mis en œuvre lors des réexamens périodiques, qui vise à améliorer autant que possible la protection contre les risques ou inconvénients des installations nucléaires de base sur la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement, dans des conditions économiquement acceptables, compte tenu de l'état des connaissances, des techniques et des pratiques, des caractéristiques de l'environnement de l'installation (article L. 593-18 du Code de l'environnement) et de la prise en compte des risques des scénarios du GIEC [5] (critère DNSH « adaptation au changement climatique ») ;
- le cadre réglementaire propre à chaque centrale nucléaire qui définit les contraintes à respecter sur les conditions de prélèvements de l'eau, les limites de rejets en effluents radioactifs, chimiques et thermiques, l'obligation de surveillance régulière de l'environnement et de déclaration aux pouvoirs publics et information au public (critère DNSH « utilisation durable de l'eau et des ressources marines ») ;

(1) www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf
(2) Hors Enedis, gestionnaire du réseau de distribution, filiale gérée dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(3) Voir chapitre 6 États financiers, note 15.1.2.2 « Allocation stratégique et composition des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(4) Le projet Cigéo est le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs de types MAVL et HA. Il est conçu pour stocker les déchets hautement radioactifs et à durée de vie longue produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises (voir chapitre 1, "le Groupe, sa stratégie et ses activités" section 1.4.1.1.2.3 "Les enjeux du nucléaire").
(5) Rapports d'évaluation sur le changement climatique : incidences, adaptation et vulnérabilité, publiés périodiquement par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), l'organisme des Nations Unies chargé d'évaluer les sciences liées au changement climatique, https://www.ipcc.ch/reports/.

- la mise en œuvre par le Groupe, dans le cadre réglementaire qui lui est fixé, de la stratégie de fermeture du cycle du combustible nucléaire telle que définie dans les orientations de politique énergétique nationale. En outre, le Groupe optimise et gère les déchets conventionnels et radioactifs liés à l'exploitation et la déconstruction dont il a la responsabilité et développe des filières de traitement pour réduire le volume des déchets stockés (critère DNSH « transition vers une économie circulaire ») ;
- la mise en œuvre des procédures administratives définies par la réglementation, requises pour obtenir les autorisations nécessaires en matière de rejets radioactifs. S'agissant de la gestion des combustibles usés et des déchets, le PNGMDR répond aux directives Euratom et a vocation à garantir une gestion durable des matières et des déchets radioactifs dans le respect de la protection de la santé des personnes, de la sécurité et de l'environnement (critère DNSH « prévention et réduction de la pollution ») ;
- les études d'impact et analyses des incidences sur l'environnement et la biodiversité effectuées pour chaque installation en amont de sa construction et mises à jour en prenant en compte les évolutions réglementaires, les modifications des installations et de nouvelles données environnementales selon les critères définis par la directive 2011/92/UE modifiée (critère DNSH « prévention et restauration de la biodiversité et des écosystèmes »).

À la suite des analyses conduites, le Groupe conclut à l'alignement à la Taxonomie verte de ses activités nucléaires en France pour le parc en exploitation et pour les projets de construction de nouvelles installations.

3.2.7.3.4 Conclusion sur l'alignement des activités du Groupe

- **Activités nucléaires :** les activités nucléaires dans l'Union européenne, pour le parc en exploitation et pour les projets de construction de nouvelles installations, sont alignées.
- **Activités liées au gaz fossile :** à date, en raison des critères techniques notamment en termes de niveau d'émissions maximales (gCO_2/kWh), l'ensemble des activités de production d'énergie à partir du gaz du Groupe sont éligibles, mais non alignées.
- **Distribution d'électricité :** l'ensemble des critères techniques est respecté, cette activité est alignée.
- **Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables :** l'ensemble des critères techniques est respecté, à l'exception d'une infime portion des centrales hydroélectriques qui ne respecte pas les critères techniques de contribution substantielle. Ainsi, sauf pour une part infime, cette activité est alignée.
- **Réseaux et cogénérations de chaleur ou de froid :** ceux utilisant plus de 50 % d'énergie renouvelable, 50 % de chaleur fatale, 75 % de chaleur issue de la cogénération ou 50 % d'une combinaison de ces types d'énergie ou de chaleur, sont considérés comme alignés. Les autres sont considérés comme éligibles non alignés.
- **Services d'efficacité et de performance énergétiques, recherche et développement éligibles :** ils ont été considérés comme alignés sur la Taxonomie.

3.2.7.4 Indicateurs de la Taxonomie

Les trois indicateurs de Taxonomie : part de chiffre d'affaires (« Chiffre d'affaires$_T$ »), des dépenses d'investissement (« CAPEX$_T$ ») et des dépenses opérationnelles (« OPEX$_T$ ») reposent sur les données consolidées du Groupe (hors sociétés mises en équivalence) (Voir chapitre 6 « États financiers »).

Lorsque les définitions de la réglementation ne donnent pas un niveau de précision suffisant, les principales conventions appliquées par le Groupe sont précisées.

Synthèse de la répartition des activités

Les activités du Groupe contribuent principalement à l'objectif d'atténuation du changement climatique et de façon marginale à l'objectif d'adaptation au changement climatique. Par ailleurs, le Groupe engage des actions spécifiques sur les quatre autres objectifs environnementaux, qui ont fait l'objet d'une identification dans le cadre des travaux sur la CSRD.

Le tableau ci-après présente les indicateurs de taxonomie répartis par objectif environnemental. Conformément à la réglementation, les pourcentages présentés dans ce tableau peuvent être « double-comptés » puisqu'une même donnée peut être incluse dans plusieurs objectifs (CCM et CCA). Cela concerne l'indicateur CAPEX pour 3% et l'indicateur OPEX pour 2%.

2024	Part des CAPEX		Part du chiffre d'affaires		Part des OPEX	
Par objectif :	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie
Atténuation du changement climatique (CCM)	59 %	62 %	55 %	60 %	62 %	66 %
Adaptation au changement climatique (CCA)	3 %	3 %	n.a.	n.a.	6 %	6 %
Ressources aquatiques et marines (WTR)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Pollution (CE)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Économie circulaire (PPC)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Biodiversité et écosystèmes (BIO)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

2023	Part des CAPEX		Part du chiffre d'affaires		Part des OPEX	
Par objectif :	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie
Atténuation du changement climatique (CCM)	64 %	67 %	53 %	59 %	70 %	73 %
Adaptation au changement climatique (CCA)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Ressources aquatiques et marines (WTR)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Pollution (CE)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Économie circulaire (PPC)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Biodiversité et écosystèmes (BIO)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

n.a. : non applicable

3.2.7.4.1 CAPEX$_T$

Les CAPEX$_T$ ont augmenté de 3,7 milliards d'euros en 2024 et s'établissent à 26,4 milliards d'euros contre 22,7 milliards d'euros en 2023. Leur répartition entre les activités est restée stable et la part des CAPEX$_T$ associée à des activités durables (alignées) passe de 64 % en 2023 à 59 % en 2024. Ils sont réalisés pour une grande partie dans les activités nucléaires pour 6,7 milliards d'euros, soit 26 % (notamment le programme Grand Carénage), les activités de distribution d'électricité pour 5,7 milliards d'euros, soit 22 % (notamment déploiement du réseau) et les énergies renouvelables (solaires, éoliens, hydrauliques...) pour 2,6 milliards d'euros, soit 10 %.

L'exclusion du Royaume-Uni de la taxonomie sur les activités nucléaires pénalise les ratios du Groupe qui investit notamment des montants importants, en particulier, dans le cadre du projet Hinkley Point C. Les CAPEX$_T$ associés à la production d'électricité d'origine nucléaire et la construction de nouvelles installations nucléaires au Royaume-Uni, non éligible, représentent 7,7 milliards d'euros en 2024, soit 29 % des CAPEX$_T$ du Groupe.

Par ailleurs, en 2024, les CAPEX$_T$ issus des activités liées au thermique gaz fossile s'élèvent à 538 millions d'euros soit 2 % des CAPEX$_T$ du Groupe.

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio « CAPEX$_T$ » visé à l'article 8.2.b du règlement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au dénominateur :** l'ensemble des investissements dits « CAPEX$_T$ » regroupant les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles (hors goodwill) et des droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Il n'inclut donc pas les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités. Dans un objectif d'homogénéisation avec la définition des investissements nets du *cash-flow statement*, les CAPEX$_T$ intègrent désormais, en déduction, les subventions d'investissement. Leur prise en compte sur le ratio CAPEX$_T$ 2023 n'aurait pas modifié significativement les indicateurs comparatifs, non retraités ;
- **au numérateur :** les dépenses d'investissement en lien avec :
  - une activité éligible (ou alignée),
  - un plan CAPEX dont l'objectif est de créer ou de transformer une activité qui sera éligible ou alignée sur la Taxonomie,
  - des investissements individuellement éligibles (ou alignés) qui ne sont pas rattachés à une activité principale éligible (ou alignée). Les principaux investissements individuellement non significatifs pour lesquels l'analyse de l'alignement n'a pas été réalisée concernent des bâtiments et des flottes de voitures en location.

Les actifs de supports tels que les systèmes informatiques ont été considérés comme alignés lorsqu'ils concernent des entités dont l'ensemble des activités a été classé comme aligné. Pour les entités dont la répartition des fonctions supports entre activités alignées et non alignées est complexe, les actifs de support sont qualifiés de non alignés.

Évolution des CAPEX sur les trois prochaines années

Pour les années 2025, 2026 et 2027, le Groupe prévoit une hausse des investissements annuels nets [1] et anticipe d'atteindre 26 milliards d'euros par an dont au moins 95 % alloués à des activités bas carbone [2] (voir section 3.2.2.1.2.4 « Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique »).

Par ailleurs, dans le cadre de l'accompagnement à la décarbonation du mix énergétique des zones non interconnectées, EDF, via sa filiale PEI, a lancé le chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto en Corse, un projet essentiel pour garantir la sécurisation du système électrique et la transition énergétique de l'île. Elle viendra remplacer la centrale thermique au fioul du Vazzio et fonctionnera avec de la biomasse liquide, un combustible d'origine végétale élaboré à partir d'huile de colza ou de tournesol (voir le communiqué de presse d'EDF du 22 novembre 2024 « Le groupe EDF lance le chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto en Corse »).

Financements « verts »

Le Groupe a une politique de financements « verts » active recourant à différents instruments. Les financements émis sur l'exercice pour environ 11,7 milliards d'euros équivalents ont été essentiellement affectés au **refinancement d'investissements antérieurs à 2024** (environ 0,5 milliard d'euros de financements verts ont été alloués aux investissements nucléaires et renouvelables réalisés en 2024).,

À titre illustratif, EDF a émis, le 17 juin 2024, trois obligations vertes dédiées :

- au parc nucléaire existant pour un montant de 1 milliard d'euros ;
- à de nouvelles capacités renouvelables et hydroélectriques pour un montant de 750 millions d'euros ;
- à la distribution d'électricité, liées notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique pour un montant de 1 250 millions d'euros.

Le 9 septembre 2024, EDF a émis des obligations vertes d'un montant total de 310 millions de francs suisses (environ 335 millions d'euros), dont le produit net a été affecté aux investissements dans la distribution d'électricité.

Le 17 septembre 2024, EDF a émis des obligations hybrides vertes d'un montant nominal de 1 150 millions d'euros et de 500 millions de livres sterling (environ 575 millions d'euros) dédiés aux investissements réalisés dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

Par ailleurs, le 21 janvier 2025, EDF a émis une obligation verte d'un montant de 500 millions de dollars U.S. dédiée aux investissements réalisés dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes (voir la section 6.7 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF »). Elle est disponible dans la page dédiée à la finance durable sur le site internet d'EDF.

(1) Le plan d'investissement n'est pas basé sur les investissements bruts CAPEX$_{TI}$ tels que définis par le règlement Taxonomie et est utilisé afin de décrire nos investissements actuels. Le plan d'investissement présenté par le Groupe est basé sur les investissements nets.

(2) Les activités bas carbone du Groupe regroupent l'ensemble des activités nucléaires (production d'électricité, conception et production d'équipements pour les centrales nucléaires), de réseaux, renouvelables (solaire, éolien, hydrauliques), de commercialisation d'électricité ainsi que la majorité des activités de services d'efficacité et de performance énergétique.

Réconciliation avec les états financiers

Le tableau suivant fournit une réconciliation entre les investissements nets présentés au sein du *cash-flow statement* (CFS) dans l'examen de la situation financière et du résultat 2024 (voir la section 5.1.4 « Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements ») et les $CAPEX_T$.

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation
$CAPEX_T$	**26 431**	**22 712**	**3 719**
Entrées de périmètre	(730)	(157)	(573)
Augmentation des droits d'utilisation (location)	(905)	(711)	(194)
Variation des dettes sur acquisitions d'immobilisations	(693)	(823)	130
Autres dont sorties de périmètre	(1 701)	(1 921)	220
Investissements nets dans le CFS (voir section 5.1.4)	**22 402**	**19 100**	**3 302**

Répartition des $CAPEX_T$ par activité

CAPEX 2024

Activités économiques	Code(s) (2)	CAPEX (3)	Part des CAPEX (4)
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE		En millions d'euros	%
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	**CCM** 4.28	4 901	19 %
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	**CCA** 4.28	60	0 %
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	**CCM** 4.27	1 746	7 %
Transport et distribution d'électricité	**CCM** 4.9	5 015	19 %
Transport et distribution d'électricité	**CCA** 4.9, CCM 4.9	721	3 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	**CCM** 4.5	411	2 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	**CCA** 4.5	13	0 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	**CCM** 4.3	897	3 %
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	**CCM** 4.1	863	3 %
Stockage de l'électricité	**CCM** 4.10	58	0 %
Stockage de l'électricité	**CCA** 4.10	5	0 %
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	**CCM** 7.6	313	1 %
Fabrication d'hydrogène	**CCM** 3.10	30	0 %
Production d'électricité par bioénergie	**CCM** 4.8	195	1 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	168	0 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCM** 7.3	21	0 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCA** 7.3	3	0 %
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	**CCM** 9.3	100	0 %
Digestion anaérobie de biodéchets	**CCM** 5.7	25	0 %
Digestion anaérobie de biodéchets	**CCA** 5.7	3	0 %
Infrastruct. favorables transports routiers et publics faible CO_2	**CCM** 6.15	12	0 %
Installation, maintenance, réparation stations recharge véhicule électrique	**CCM** 7.4	30	0 %
Recherche, développement et innovation proches du marché	**CCA** 9.1	23	0 %
CAPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		**15 613**	**59 %**
dont activité habilitante		*6 331*	*24 %*
dont activité de transition		*6 647*	*25 %*
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.29	326	1 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCM** 7.3	11	0 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	63	0 %
Cogénération haut rendt chaleur/froid élec. combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.30	37	0 %
Acquisition et propriété de bâtiments	**CCM** 7.7	281	2 %
Acquisition et propriété de bâtiments	**CCA** 7.7	16	0 %
CAPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**734**	**3 %**
Total (A.1 + A.2)		**16 347**	**62 %**
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
Production d'électricité d'origine nucléaire, construction de nouvelles centrales nucléaires hors UE		7 742	29 %
Autres activités non éligibles		2 342	9 %
CAPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**10 084**	**38 %**
TOTAL (A + B)		**26 431**	**100 %**

(1) O- Oui, activité éligible et alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
N - Non, activité éligible mais non alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
NEL - Non éligible, activité non éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
EL - Éligible, activité éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

Critères de contribution substantielle						Critères d'absence de préjudice important (DNHS - *Does Not Significantly Harm*)									
Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part des CAPEX alignée sur la taxonomie, année N-1 (18)	Catégorie activité habilitante (19)	Catégorie activité transitoire (20)
O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1] OPe	O/N/ NEL [1]	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	%	H	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	22 %	-	T
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	4 %	-	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	23 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	4 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	7 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
56 %	**3 %**					**59 %**	**59 %**	**59 %**	**59 %**	**59 %**	**59 %**	**59 %**	**64 %**		
36%	5 %					41 %	41 %	41 %	41 %	41 %	41 %	41 %	24 %		
43 %	0 %					43 %	43 %	43 %	43 %	43 %	43 %	43 %	26 %		
EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL										
el	nel	nel	nel	nel	nel								2 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								1 %		
nel	el	nel	nel	nel	nel								0 %		
3 %	**0 %**												**3 %**		
													67 %		

3.

3.2.7.4.2 Chiffre d'affaires$_T$

Le chiffre d'affaires$_T$ (hors activités de *trading*) atteint 116,8 milliards d'euros en 2024 (136 milliards d'euros en 2023), en diminution de 19,3 milliards d'euros. Cette évolution est notamment due à des ventes d'énergie (électricité et gaz) réalisées dans un contexte de prix de marché en baisse, malgré une hausse de la production nucléaire (+ 41,3 TWh) et hydraulique (+ 11,8 TWh) en France. Ces éléments sont sans effet significatif sur la part du chiffre d'affaires$_T$ aligné. La légère hausse de l'indicateur, qui passe de 53 % en 2023 à **55 % du chiffre d'affaires$_T$** aligné en 2024, provient principalement des activités de distribution d'électricité.

L'exclusion des activités nucléaires du Royaume-Uni de la taxonomie pénalise les indicateurs du Groupe. Le chiffre d'affaires associé à la production d'électricité d'origine nucléaire au Royaume-Uni, non éligible, représente 4,8 milliards d'euros en 2024, soit 4 % du chiffre d'affaires$_T$ du Groupe.

Par ailleurs, en 2024, le CA$_T$ issu des activités liées au thermique s'élève à 19 705 millions d'euros dont gaz 19 478 millions d'euros, fioul 164 millions d'euros et charbon 63 millions d'euros.

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio du chiffre d'affaires visé à l'article 8.2.a du règlement (UE) 2020/852 est calculé comme la part du chiffre d'affaires net provenant de produits ou de services associés à des activités économiques éligibles (ou alignées) sur la Taxonomie (numérateur), divisée par le chiffre d'affaires consolidé hors *trading* (dénominateur) (voir la section 6.1 « Comptes consolidés », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). Il n'inclut donc pas le chiffre d'affaires réalisé par les sociétés mises en équivalence.

En France, le groupe EDF gère sa production de manière intégrée et optimise ses moyens de production en fonction de l'équilibre amont-aval. En conséquence, le chiffre d'affaires comptabilisé fait l'objet d'une répartition sur la base des volumes produits par les différentes filières de production, et tenant compte des achats/ventes marché, qui s'appuie sur le bilan électrique publié (voir la section 5.1.3.1.1 « Évolution du chiffre d'affaires par segment »).

Répartition du chiffre d'affaires$_T$ par activité

Chiffre d'affaires 2024			
Activités économiques	**Code(s) (2)**	**Chiffre d'affaires (3)**	**Part du chiffre d'affaires (4)**
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE		En millions d'euros	%
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	**CCM** 4.28	31 547	27 %
Transport et distribution d'électricité	**CCM** 4.9	17 548	15 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	**CCM** 4.5	5 354	5 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	**CCM** 4.3	3 334	3 %
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	**CCM** 4.1	1 960	2 %
Stockage de l'électricité	**CCM** 4.10	480	0 %
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	**CCM** 7.6	861	1 %
Production d'électricité par bioénergie	**CCM** 4.8	430	0 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	672	1 %
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	**CCM** 4.20	62	0 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCM** 7.3	562	0 %
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	**CCM** 9.3	1 377	1 %
Production d'électricité/combustibles gazeux renouvelables non fossiles	**CCM** 4.7	243	0 %
Valorisation de matières à partir de déchets non dangereux	**CCM** 5.9	16	0 %
Infrastruct. favorables transports routiers et publics faible CO_2	**CCM** 6.15	66	0 %
Installation, maintenance, réparation stations recharge véhicule électrique	**CCM** 7.4	113	0 %
Install., maint., rép. instr. mesure, régulation perf. énerg. bâtiments	**CCM** 7.5	51	0 %
Chiffre d'affaires des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		**64 676**	**55 %**
dont activité habilitante		*21 058*	*18 %*
dont activité de transition		*31 547*	*27 %*
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.29	3 360	4 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCM** 7.3	1 140	1 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	178	0 %
Cogénération haut rendt chaleur/froid élec. combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.30	580	0 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	**CCM** 4.5	190	0 %
Acquisition et propriété de bâtiments	**CCA** 7.7	19	0 %
Chiffre d'affaires des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**5 467**	**5 %**
Total (A.1 + A.2)		**70 143**	**60 %**
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
Production d'électricité d'origine nucléaire hors UE		4 778	4 %
Autres activités non éligibles		41 859	36 %
Chiffre d'affaires des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**46 637**	**40 %**
TOTAL (A + B)		**116 780**	**100 %**

(1) O- Oui, activité éligible et alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
N - Non, activité éligible mais non alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
NEL - Non éligible, activité non éligible sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
EL - Éligible, activité éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

Critères de contribution substantielle						Critères d'absence de préjudice important (DNHS - *Does Not Significantly Harm*)									
Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part du chiffre d'affaires alignée sur la taxonomie N-1 (18)	Catégorie activité habilitante (19)	Catégorie activité transitoire (20)
O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	%	H	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	27 %	-	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	12 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	4 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	4 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
55 %						**55 %**	**55 %**	**55 %**	**55 %**	**55 %**	**55 %**	**55 %**	**53 %**		
33 %						33 %	33 %	33 %	33%	33 %	33 %	33 %	15 %		
49 %						49 %	49 %	49 %	49 %	49 %	49 %	49 %	26 %		
EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL										
el	nel	nel	nel	nel	nel								5 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								1 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
nel	el	nel	nel	nel	nel								0 %		
5 %	**0 %**												**6 %**		
0 %	**0 %**												**59 %**		

3.2.7.4.3 $OPEX_T$

Les $OPEX_T$ augmentent par rapport à l'exercice précédent de 1,5 milliard d'euros, pour atteindre 11,2 milliards d'euros fin 2024. La part des $OPEX_T$ alignés diminue légèrement passant de 70 % en 2023 à **66 %** en 2024 sur l'ensemble des activités, à l'exception des activités de production d'énergie d'origine renouvelables.

L'exclusion des activités nucléaires du Royaume-Uni de la taxonomie pénalise marginalement les indicateurs du Groupe. Les $OPEX_T$ associés à cette activité, représentent 436 millions d'euros en 2024, soit 4 % des $OPEX_T$ du Groupe.

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio « $OPEX_T$ » visé à l'article 8.2.b du règlement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au dénominateur :** les coûts directs non capitalisés liés à la recherche et au développement, aux mesures de rénovation des bâtiments, aux locations à court terme (non comptabilisées sous IFRS 16), à l'entretien et aux réparations, ainsi que toute autre dépense directe liée à l'entretien courant des immobilisations corporelles qui sont nécessaires pour assurer le fonctionnement continu et efficace de ces actifs ;
- **au numérateur** : les dépenses opérationnelles :
  - liées à des actifs ou des processus associés à des activités éligibles (ou alignées), ou
  - faisant partie d'un plan d'OPEX dont l'objectif est de créer, étendre une activité alignée, ou
  - individuellement éligibles (ou alignés) qui ne font pas partie d'une activité principale éligible (ou alignée).

L'ensemble des OPEX relevant de la Taxonomie est inclus dans les lignes du compte de résultat consolidé du Groupe : « Autres consommations externes » et « Charges de personnel ». Ils intègrent également les dépenses liées aux reprises de soudures de la centrale de Flamanville 3 présentées en Autres produits et charges d'exploitation (voir section 6.1 « Comptes consolidés », note 7 « Autres produits et charges d'exploitation » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). Ils n'incluent donc pas les OPEX réalisés par les sociétés mises en équivalence.

Dans ces coûts, seules les natures de charges précisées ci-dessus sont prises en compte dans les ratios, en s'appuyant sur la comptabilité générale ou la comptabilité analytique lorsque nécessaire.

Au titre des « Autres dépenses relatives à l'entretien quotidien des immobilisations corporelles », le Groupe inclut dans les $OPEX_T$ les charges de personnel et achats en lien avec la maintenance et l'entretien des actifs de production, comprenant pour le parc nucléaire en exploitation, les charges liées aux opérations de conduite qui correspondent à des dépenses de surveillance d'installation. Sont donc exclues les dépenses d'exploitation liées à la production proprement dite.

Les dépenses relatives aux fonctions supports directement liées à la maintenance et l'entretien sont prises en compte dans les $OPEX_T$.

En ce qui concerne l'activité hydraulique et l'activité de distribution d'électricité, les dépenses relatives aux redevances de concession ne sont pas considérées comme des $OPEX_T$.

Répartition des $OPEX_T$ par activité

OPEX 2024			
Activités économiques	**Code(s) (2)**	**Opex (3)**	**Part des Opex (4)**
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE		En millions d'euros	%
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	**CCM** 4.28	3 208	28 %
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	**CCM** 4.27	224	2 %
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	**CCA** 4.27	134	1 %
Transport et distribution d'électricité	**CCM** 4.9	874	8 %
Transport et distribution d'électricité	**CCA** 4.9, CCM 4.9	265	2 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	**CCM** 4.5	448	4 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	**CCM** 4.3	189	2 %
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	**CCM** 4.1	79	1 %
Stockage de l'électricité	**CCM** 4.10	43	0 %
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	**CCM** 7.6	746	7 %
Production d'électricité par bioénergie	**CCM** 4.8	15	0 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	169	2 %
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	**CCM** 4.20	34	0 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCM** 7.3	141	1 %
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	**CCM** 9.3	444	4 %
Valorisation de matières à partir de déchets non dangereux	**CCM** 5.9	14	0 %
Infrastruct. favorables transports routiers et publics faible CO_2	**CCM** 6.15	58	1 %
Recherche, développement et innovation proches du marché	**CCA** 9.1	299	3 %
OPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		**7 384**	**66 %**
dont activité habilitante		*2 870*	*26 %*
dont activité de transition		*3 432*	*31 %*
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.29	230	2 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	50	0 %
Cogénération haut rendt chaleur/froid élec. combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.30	18	0 %
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	**CCM** 4.5	22	0 %
Acquisition et propriété de bâtiments	**CCM** 7.7	147	2 %
OPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**467**	**4 %**
Total (A.1 + A.2)		**7 851**	**70 %**
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
Production d'électricité d'origine nucléaire hors UE		436	4 %
Autres activités non éligibles		2 905	26 %
OPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**3 341**	**30 %**
TOTAL (A + B)		**11 192**	**100 %**

(1) O- Oui, activité éligible et alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
N - Non, activité éligible mais non alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
NEL - Non éligible, activité non éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
EL - Éligible, activité éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

Critères de contribution substantielle						Critères d'absence de préjudice important (DNHS - *Does Not Significantly Harm*)									
Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines(13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part des Opex alignée sur la taxonomie N-1 (18)	Catégorie activité habilitante (19)	Catégorie activité transitoire (20)
O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	%	H	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	32 %	-	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	7 %	-	T
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	11 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	5 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	3 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	5 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
60 %	**6 %**					**66 %**	**66 %**	**66 %**	**66 %**	**66 %**	**66 %**	**66 %**	**70 %**		
31 %	8 %					39 %	39 %	39 %	39 %	39 %	39 %	39 %	22 %		
46 %	0 %					46%	46 %	46 %	46 %	46 %	46 %	46 %	39 %		
EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL										
el	nel	nel	nel	nel	nel								3 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
4 %													**3 %**		
													73 %		

3.2.7.4.4 Information réglementaire relative aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre des $CAPEX_T$

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	1 746	7 %	1 746	7 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	4 961	19 %	4 901	19 %	60	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX**	**8 907**	**33 %**	**8 139**	**30 %**	**768**	**3 %**
8	**TOTAL $CAPEX_T$**	**26 431**	**100 %**	**26 431**	**100 %**	**26 431**	**100 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	1 746	11 %	1 746	11 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	4 961	32 %	4 901	31 %	60	1 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur des CAPEX**	**8 907**	**57 %**	**8 139**	**52 %**	**768**	**5 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur des $CAPEX_T$**	**15 613**	**100 %**	**14 785**	**95 %**	**828**	**5 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	326	1 %	326	1 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	37	0 %	37	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX**	**371**	**2 %**	**355**	**2 %**	**16**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur des $CAPEX_T$**	**734**	**3 %**	**718**	**3 %**	**16**	**0 %**

	Activités économiques non éligibles à la taxonomie	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	7 327	28 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	415	1 %
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX**	**1 604**	**6 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur des $CAPEX_T$**	**10 084**	**38 %**

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre du chiffre d'affaires$_T$

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	31 547	27 %	31 547	27 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires**	**33 129**	**28 %**	**33 129**	**28 %**	**-**	**0 %**
8	**Total chiffre d'affaires$_T$**	**116 780**	**100 %**	**116 780**	**100 %**	**116 780**	**100 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	31 547	49 %	31 547	49 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur du chiffre d'affaires**	**33 129**	**51 %**	**33 129**	**51 %**	**-**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur du chiffre d'affaires$_T$**	**64 676**	**100 %**	**64 676**	**100 %**	-	**0 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	3 360	4 %	3 360	4 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	580	0 %	580	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux ligne 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires**	**1 527**	**1 %**	**1 508**	**1 %**	**19**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur du chiffre d'affaires$_T$**	**5 467**	**5 %**	**5 448**	**5 %**	**19**	**0 %**

	Activités économiques non éligibles à la taxonomie	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	4 778	4 %
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires**	**41 859**	**36 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur du chiffre d'affaires$_T$**	**46 637**	**40 %**

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre des $OPEX_T$

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	358	3 %	224	2 %	134	1 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	3 208	28 %	3 208	28 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX**	**3 818**	**34 %**	**3 254**	**29 %**	**564**	**5 %**
8	**Total $OPEX_T$**	**11 192**	**100 %**	**11 192**	**100 %**	**11 192**	**100 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	358	5 %	224	3 %	134	2 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	3 208	43 %	3 208	43 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur des OPEX**	**3 818**	**52 %**	**3 254**	**44 %**	**564**	**8 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur des $OPEX_T$**	**7 384**	**100 %**	**6 686**	**91 %**	**698**	**9 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	230	2 %	230	2 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	18	0 %	18	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX**	**219**	**2 %**	**219**	**2 %**	**-**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur des $OPEX_T$**	**467**	**4 %**	**467**	**4 %**	**-**	**0 %**

	Activités économiques non éligibles à la taxonomie	**(en millions d'euros)**	**(en %)**
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	436	4 %
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX**	**2 905**	**26 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur des $OPEX_T$**	**3 341**	**30 %**

3.3 Informations sociales

3.3.1 Engagements sociaux du Groupe

Le bien-être des personnes et le développement de la solidarité sont des enjeux majeurs de la raison d'être du Groupe. Cela concerne aussi bien ses salariés que ses parties prenantes. Les quatre principaux engagements RSE identifiés dans cette famille d'enjeux concernent la santé et la sécurité de tous, l'éthique et les droits humains, l'action en faveur de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion et la lutte contre la précarité énergétique et pour l'innovation sociale.

Le groupe EDF a publié en 2021 un référentiel [1] rassemblant les engagements du Groupe ainsi que ses exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires, en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires. Ces engagements droits humains du groupe EDF ont été approuvés et signés par le Président-Directeur Général.

Les engagements s'appliquent aux activités d'EDF SA et de toutes les sociétés qu'elle contrôle, pour l'ensemble des collaborateurs du Groupe, à l'exception de RTE et d'Enedis.

La notion de relation d'affaires inclut les fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, ainsi que les partenaires dans les projets.

Dans le respect des obligations contractuelles, le manquement à ces exigences, répété et non corrigé après observations, peut entraîner la rupture des relations.

3.3.1.1 Engagements en matière de droits humains

3.3.1.1.1 Respect des standards internationaux

Le groupe EDF ne tolère aucune atteinte aux droits humains et libertés fondamentales, ni dans ses activités, ni dans celles de ses relations d'affaires lorsque leurs activités sont rattachées à cette relation [2].

Standards internationaux

En accord avec les Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains (UNGP), le groupe EDF s'engage à respecter *a minima* les standards internationaux de protection et de défense des droits humains et des libertés fondamentales, et en particulier la Déclaration universelle des droits humains, le Pacte international relatif aux droits civils et politiques, le Pacte international relatif aux droits économiques sociaux et culturels et les conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT). Depuis janvier 2025, le Groupe est membre de l'alliance TISFD (*Taskforce on Inequality and Social-related Disclosure*) dont l'objectif est d'encourager l'émergence de pratiques économiques favorisant des sociétés plus justes. Cette alliance regroupe une centaine d'organisations de divers secteurs.

Cas de conflit de normes

Dans le cas d'un conflit de normes entre les lois d'un pays où il exerce ses activités et ces standards internationaux, le groupe EDF s'attache à trouver des solutions permettant de se conformer à l'esprit de ces standards internationaux, tout en respectant les lois nationales.

Démarche de vigilance

Pour s'assurer du respect des droits humains et des libertés fondamentales dans le cadre de ses activités, le groupe EDF met en place une démarche de vigilance, pour identifier, évaluer et prévenir tout risque d'atteinte aux droits humains et aux libertés fondamentales. Cette démarche de vigilance est établie conformément à la loi française sur le devoir de vigilance et à partir des recommandations des Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains.

Personnes vulnérables

Le groupe EDF s'engage à accorder une attention particulière aux impacts de ses activités sur les personnes reconnues comme vulnérables par le droit international des droits humains et à enquêter en toute transparence, impartialité et bonne foi sur toute allégation d'atteinte aux droits humains ou liberté fondamentale liée aux activités exercées par les entités du Groupe, prestataires et sous-traitants.

Cas d'atteinte avérée

Si une atteinte aux droits humains ou libertés fondamentales est avérée dans le cadre des activités exercées par les entités du Groupe, le groupe EDF s'engage à dialoguer avec les victimes et/ou leurs représentants en vue de remédier à la situation, conformément aux OECD *Principles for Multinational Enterprises* auxquels le groupe EDF adhère.

Des fiches pratiques pour mieux comprendre les engagements de droits humains du Groupe

Une série de huit fiches thématiques déclinent et contextualisent chaque engagement de droits humains publié dans le document « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF », publié en 2021. Ces fiches, déclinées en 5 langues (français, anglais, espagnol, italien et mandarin) explicitent les engagements du Groupe, les cadres internationaux de référence, les définitions relatives à ces engagements, les principaux facteurs de risques, les principales actions de maîtrise des risques et les outils disponibles le cas échéant, sur les thématiques suivants :

- les conditions justes et favorables de travail ;
- les forces de sécurité ;
- la lutte contre le harcèlement et la violence au travail ;
- la non-discrimination ;
- la liberté d'association ;
- les populations autochtones ;
- le travail des enfants ;
- le travail forcé.

3.3.1.1.2 Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur

La politique RSE du Groupe couvre également les engagements du Groupe en termes de droits des collaborateurs et des travailleurs de la chaîne de valeur. Ces engagements se traduisent notamment via les éléments décrits ci-après.

Pour plus de détails sur la politique RSE, voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise » et pour la gouvernance, à la section 3.1.2 « Gouvernance ».

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits humains internationalement reconnus ci-après, qui représentent les enjeux saillants identifiés dans la cartographie des risques compte tenu de ses activités, et demande à ses relations d'affaires de les respecter.

Les droits des collaborateurs

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits humains et les libertés fondamentales en se conformant *a minima* aux dispositions des normes de l'Organisation internationale du travail (OIT). Plus de détails sont disponibles dans la section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux ».

(1) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf
(2) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/bien-etre-et-solidarite/droits-humains

Lutte contre les discriminations

En termes de lutte contre la discrimination, le groupe EDF garantit l'équité de traitement des salariés et s'oppose à toute distinction, exclusion ou préférence, qu'elle soit fondée, sur la supposée race, sur la couleur de peau, le genre, l'âge, la religion, l'opinion politique, l'ascendance nationale, l'origine sociale, le handicap, la situation familiale, l'orientation sexuelle ou l'identité de genre. Dans les pays où il opère et pour ses propres activités, le groupe EDF s'investit activement pour l'égalité professionnelle et de traitement à travail égal entre les femmes et les hommes du Groupe et pour développer la mixité dans les équipes de travail à tous les niveaux de l'entreprise. La diversité est encouragée à tous les niveaux des collectifs de travail et les salariés doivent être protégés contre toutes formes de discriminations ou de représailles.

Lutte contre le harcèlement, le sexisme et les violences

Le groupe EDF ne tolère aucune pratique de harcèlement ou de violence sous quelque forme que ce soit sur le lieu de travail ou en dehors de celui-ci, si cette pratique est liée aux relations professionnelles qui ont pu y être nouées. Le Groupe s'engage à lutter et à protéger ses salariés contre toute forme de harcèlement, de sexisme et de violences sur le lieu de travail.

Rejet de toute forme de travail forcé

Le groupe EDF rejette toute forme de travail forcé, tel que défini par les Conventions fondamentales de l'OIT, ainsi que toute forme de trafic d'êtres humains. En particulier, pour les projets et activités mis en œuvre, le Groupe veillera au consentement libre et éclairé des salariés à l'exécution de l'ensemble de leurs missions. Le groupe EDF veille en particulier à ce que ses intermédiaires et agences de recrutement n'aient pas recours à des pratiques susceptibles de déboucher sur du travail forcé. Le Groupe s'engage à ne pas entraver la libre circulation des travailleurs et veille en particulier à ne confisquer en aucun cas les documents de voyage, les papiers d'identité ou tout autre objet personnel des travailleurs.

Rejet de toute forme de travail des enfants

Le groupe EDF rejette toute forme de travail des enfants, tel que défini par les conventions fondamentales de l'OIT. Le Groupe s'engage à n'employer que des personnes âgées d'au moins 15 ans (hors exceptions définies par la convention 138 de l'OIT) et d'au moins 18 ans pour les travaux considérés comme dangereux comme prévu dans la convention de l'OIT.

Liberté d'association, droit à la négociation collective, droits syndicaux

Le groupe EDF respecte la liberté d'association et le droit à la négociation collective définis par l'OIT. Le Groupe reconnaît que tous les salariés sont libres de former et/ou d'adhérer à une organisation de travailleurs de leur choix et n'interfère pas avec ce droit.

Conformément à l'Accord cadre mondial sur la Responsabilité sociale du Groupe, le groupe EDF s'engage à respecter et protéger l'autonomie et l'indépendance des organisations syndicales, dans le respect des législations et réglementations en vigueur. Cet accord vise à garantir l'exercice effectif des droits syndicaux et reconnaît comme interlocutrices et partenaires les organisations syndicales représentatives dans l'entreprise. Le groupe EDF respecte une stricte neutralité quant au choix de ses salariés d'appartenir ou non à un syndicat, et le cas échéant quant au choix du syndicat par lequel ils souhaitent être représentés. Les salariés ne sont pas discriminés en raison de leur affiliation et/ou activités syndicales. Le groupe EDF prévoit notamment un nombre d'heures dédié à l'exercice des fonctions et mandats syndicaux, ainsi qu'un parcours encadré pour les salariés exerçant des mandats représentatifs et/ou syndicaux. Le groupe EDF interdit tout harcèlement, intimidation, sanction ou discrimination à l'encontre d'un employé en raison d'activités syndicales et ne décourage pas l'employé d'adhérer à des organisations de son choix. Le Groupe respecte le droit à la négociation collective et le rôle des organisations de travailleurs aux fins de la négociation collective.

Durée du travail

Le groupe EDF respecte les normes de l'OIT, toutes les lois et les règlements applicables en ce qui concerne la durée du travail, fondées sur les principes suivants : sauf exceptions mentionnées par l'OIT, les semaines de travail régulières ne dépassent pas 48 heures ; la semaine de travail est limitée à 60 heures, y compris les heures supplémentaires ; les travailleurs ont au moins un jour de repos tous les sept jours de travail, sauf en cas d'urgence ou de situation inhabituelle ; la durée des congés payés est au minimum de trois semaines de travail pour une année de service ; le congé de maternité est de 14 semaines minimum.

Rémunération, conditions de travail et avantages sociaux

Le groupe EDF vise à respecter les normes de l'OIT en ce qui concerne la rémunération, les conditions de travail et les avantages sociaux. Le Groupe s'engage à payer un salaire décent qui permette aux salariés et à leur famille de subvenir à leurs besoins essentiels et à fournir une couverture sociale adéquate à l'ensemble de ses salariés. Le groupe EDF veille à ce que ses employés, lorsque leur logement est fourni par l'entreprise, bénéficient de conditions de logement ou d'hébergement décentes, telles qu'elles soient conformes aux normes de l'OIT.

Au sein du groupe EDF, en 2024, l'ensemble des salariés perçoivent un salaire décent, conformément aux indices de référence applicables.

Respect de la santé et sécurité de tous

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est au cœur de la stratégie du Groupe. Pour faire face à ses enjeux industriels et commerciaux, le Groupe se doit d'être un employeur et un client socialement responsable et engagé, référent en termes de santé et de sécurité.

Le groupe EDF s'engage en faveur de la santé et de la sécurité de tous, notamment en matière de santé environnementale, de développement de la qualité de l'air, de réduction des nuisances sonores, visuelles ou lumineuses, d'offres commerciales liées au confort et au bien-être. Les entités du Groupe respectent les plus hauts standards définis dans la politique de sûreté nucléaire, le référentiel de sûreté hydraulique et la politique prévention santé sécurité Groupe. Enfin, chaque nouveau projet est analysé sous l'angle de la santé et de la sécurité des personnes qui y participent, et au regard de son impact sur l'environnement et sur la santé des riverains [1].

La politique santé et sécurité du Groupe a été actualisée en avril 2024.

Le Groupe ambitionne d'être une référence en matière de santé et de sécurité. La politique s'appuie sur un engagement conjointement signé du Président-Directeur Général et l'ensemble des membres du Comité exécutif. La politique définit un cadre de cohérence dans lequel s'inscrivent les politiques des différentes filiales du Groupe, ainsi que leurs plans d'action. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées, dans tous les pays où EDF opère. Elle concerne ses salariés comme ses sous-traitants.

Les priorités de la politique sont d'abord d'éradiquer les accidents graves et les accidents mortels, mais aussi de réduire le nombre d'accidents et de lutter contre l'absentéisme, d'améliorer la santé physique et psychologique de ses salariés au travail. La politique vise à ancrer dans l'ensemble du Groupe le socle constitué par les règles vitales du Groupe et le cadre de référence du management de la santé sécurité BEST.

Une revue des résultats santé sécurité et de suivi des plans d'action est réalisée régulièrement par le Comité exécutif du Groupe. Un Comité stratégique santé sécurité Groupe pilote le déploiement de la politique.

EDF est engagée pour l'amélioration de la santé physique et psychologique de ses salariés et de ses sous-traitants. La priorité absolue est de les protéger et, en premier lieu, d'éradiquer les accidents graves et mortels.

(1) Voir notamment le guide des exigences BEST des exigences du groupe EDF pour le Management de la Santé Sécurité, et son outil d'autoévaluation.

Dans la continuité des démarches menées dans le Groupe en vue d'éradiquer les accidents graves et mortels, la politique ambitionne de développer une exigence collective de sécurité portée par les salariés du Groupe et les salariés des sous-traitants. Elle renforce la dynamique de progrès avec les prestataires en promouvant la réalisation d'actions communes (EDF et partenaires) sur le terrain (visites communes, chartes...).

3.3.1.1.3 Les droits des communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités et s'engage également à organiser de façon systématique, et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet lié à une installation mobilisant un budget de plus de 60 millions d'euros et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.

Le Groupe reconnaît le rôle des défenseurs des droits humains et de l'environnement de tous horizons, aussi bien parmi ses fournisseurs que dans la société civile. Il s'engage à ne pas porter atteinte à l'exercice de leurs droits et veille à identifier les risques pesant sur les défenseurs des droits humains et de l'environnement du fait de ses activités commerciales et à leur permettre de s'exprimer librement sur ses activités.

Le groupe EDF identifie, pour tout projet, les risques d'impacts sur la santé, les conditions de vie et l'environnement des communautés locales, en se référant aux normes de performance de la Société financière internationale (Groupe Banque mondiale) et propose les mesures appropriées.

Populations autochtones

Le groupe EDF s'engage à respecter les spécificités et les droits des populations autochtones tels que définis dans la déclaration de l'ONU sur les droits des peuples autochtones (UNDRIP) et dans la convention 169 de l'OIT, qui stipule en particulier que « les peuples autochtones ne peuvent être enlevés de force à leurs terres ou territoires ; aucune réinstallation ne peut avoir lieu sans le consentement préalable – donné librement et en connaissance de cause – des peuples autochtones concernés et un accord sur une indemnisation juste et équitable ».

Conscient des particularités des peuples autochtones, le groupe EDF s'engage à respecter les meilleurs standards internationaux en la matière et, plus spécifiquement, la DNUDPA (Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones), la convention 169 de l'OIT ainsi que les normes de la Banque Mondiale. Le Groupe reconnaît notamment les critères de caractérisation des peuples autochtones inclus dans ces standards, notamment « la préexistence » historique et géographique, « la différence culturelle », « l'auto-identification » et « l'absence de domination ». Le groupe EDF respecte les droits individuels et collectifs des peuples et communautés autochtones, notamment leur droit à l'autodétermination, leur droit à la terre, aux territoires et aux ressources et leur droit au CLIP (consentement libre informé et préalable ou *Free Prior and Inform Consent* - FPIC) dans le cadre de ses projets et activités, tels que définis par la convention 169 de l'OIT.

Dans le cas où son activité menace ou affecte les moyens d'existence d'une communauté, le Groupe met en place des mesures d'indemnisation et/ou de restauration de ces moyens d'existence *a minima* au niveau pré-activité.

Le groupe EDF s'engage à respecter et protéger ou à sauvegarder, en accord avec les populations concernées, les héritages culturels, religieux ou patrimoniaux présents sur le foncier utilisé dans le cadre de l'exercice de son activité.

En termes de recours à des forces de sécurité, le Groupe s'engage à assurer la sécurité de ses employés et de ses sites dans le strict respect des droits humains, y compris ceux des communautés locales, et n'autorise pas le recours à la force, sauf fins préventives ou défensives proportionnées à la nature et à la gravité de la menace.

3.3.1.1.4 Les droits des consommateurs et utilisateurs finaux

EDF inscrit son plan de vigilance dans le cadre des Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains (UNGP [1]), des Principes directeurs de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), des conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT) et de la Charte internationale des droits de l'homme de l'ONU.

Dans ce cadre, le Groupe a publié sur son site Internet son référentiel devoir de vigilance intitulé « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF ». Ce référentiel rassemble les engagements et exigences du groupe EDF (EDF et les sociétés qu'elle contrôle) et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes, d'éthique des affaires. Ces engagements concernent notamment les droits humains pertinents pour les consommateurs et utilisateurs finaux.

Ce plan de vigilance ainsi que d'autres documents spécifiques aux droits humains ont été considérés pour identifier les impacts, risques et opportunités matériels relatifs aux consommateurs et utilisateurs finaux. Pour plus d'informations sur ces IRO ainsi que les actions de remédiation aux impacts sur les droits humains (voir la section 3.3.5 « ESRS S4 - Consommateurs et utilisateurs finaux »). Cette section détaille également les politiques relatives aux consommateurs et utilisateurs finaux, alignées sur les instruments internationalement reconnus applicables tels que les principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains. La section inclut des détails sur d'éventuels cas signalés de non-respect des instruments internationalement reconnus qui impliquent des consommateurs ou des utilisateurs finaux dans sa chaîne de valeur en amont et/ou aval d'EDF.

Depuis 2022, une personne spécialiste des entreprises et droits humains est dorénavant membre du Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF afin de mieux intégrer cette expertise au sein de cette instance. Instance privilégiée en matière de dialogue avec les parties prenantes externes, le Conseil de Parties Prenantes du Groupe est un collectif multidisciplinaire, paritaire et bénévole composé de treize personnalités issues de la société civile, notamment représentants de consommateurs.

3.3.1.2 Système d'alerte du groupe EDF

La procédure d'alerte du groupe EDF a été révisée en 2023 afin de prendre en compte la loi Waserman du 21 mars 2022, transposant en droit français la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte, ainsi que son décret d'application du 4 octobre 2022. Après validation par les instances compétentes, la procédure d'alerte révisée est entrée en application le 1er juin 2023.

3.3.1.2.1 Champ d'application

Pour sécuriser le traitement des signalements et renforcer la confidentialité et la sécurité des données à caractère personnel, le Comité exécutif a mis en place en 2018 une plateforme d'alerte unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin 2 et de la loi sur le devoir de vigilance ainsi que ceux émanant de salariés et collaborateurs externes, voire de tiers témoins directs, alléguant de faits de harcèlement et discrimination. Cette plateforme bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception des filiales du domaine régulé, Enedis et RTE qui disposent de leur propre dispositif d'alerte pour respecter leur indépendance de gestion.

Tout alerteur peut choisir d'utiliser la plateforme d'alerte Groupe ou les autres canaux mis à la disposition des collaborateurs (manager, ressources humaines, représentants du personnel, responsable éthique et conformité local, médiateur...).

Le référent de la procédure de recueil et de traitement des signalements du groupe EDF, désigné par le Comité exécutif, est la Direction Éthique & Conformité Groupe (DECG) [2].

(1) *United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights.*

(2) Décret du 4 octobre : le référent a pour mission de recueillir le signalement et d'en assurer le traitement dans le respect de la procédure. Ce référent est désigné par l'entreprise.

Les informations concernant le dispositif d'alerte sont disponibles sur le site internet EDF, donc accessibles à tous (collaborateurs externes, fournisseurs et sous-traitants et tiers (clients, riverains, etc.). Il est notamment rappelé sur le site, que la procédure d'alerte du Groupe garantit une protection contre toutes mesures de représailles ou mesures discriminatoires, à tout auteur de signalement qui remplit les conditions prévues par la législation en vigueur. Ces points figurent également dans le « Guide support de l'alerteur » ainsi que sur le code de conduite d'EDF.

Ces informations sont également disponibles sur l'intranet, avec notamment une animation sur le dispositif d'alerte groupe avec notamment une vidéo, le Guide support de l'alerteur, et le lien vers la plateforme Groupe ; un affichage est également effectué sur les sites (« *Comment alerter ?* » qui décrit synthétiquement les salariés et collaborateurs qui peuvent faire un signalement, les faits qui peuvent être signalés, le respect de la confidentialité et la protection du lanceur d'alerte, ainsi que les modalités de saisine du dispositif d'alerte, avec un QR code permettant d'accéder directement au guide support ainsi qu'un QR code permettant d'accéder directement à la plateforme externalisée).

En outre, chaque Responsable Éthique et Conformité d'entité (Directions d'EDF et filiales) est en charge de la communication sur la procédure d'alerte auprès des salariés (relais de l'information par le biais de leur propre communauté ou lors d'opérations de sensibilisation, notamment dans le cadre de la semaine « Éthique & Conformité Tous Acteurs »). Concernant les fournisseurs et sous-traitants, le dispositif d'alerte figure dans la charte RSE entre EDF et ses fournisseurs, pièce constitutive du marché.

3.3.1.2.2 Accessibilité de la plateforme

La plateforme d'alerte Groupe, gérée à partir d'un serveur indépendant, déconnecté du SI d'EDF, est accessible en permanence par le site internet du groupe EDF. Son interface est en plusieurs langues (français, anglais, italien, espagnol, allemand, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix.

En local, il est possible d'effectuer une alerte par écrit, auprès du Responsable Éthique et Conformité ou de la hiérarchie, des ressources humaines et de toutes autres fonctions habilitées dans la note de mise en œuvre locale de l'entité.

EDF Renouvelables utilise le *Grievance Mechanism* du groupe EDF. Pour certains grands projets internationaux, un système de *grievance* local est mis en place.

3.3.1.2.3 Dépôt de signalements

La procédure d'alerte du groupe EDF permet de signaler des faits constitutifs :

- d'une violation ou d'une tentative de dissimulation d'une violation de la loi ou règlement, en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'une violation ou d'une tentative de dissimulation d'une violation d'un engagement international ratifié par la France, du droit de l'Union européenne ou du code de conduite en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'une menace ou d'un préjudice pour l'intérêt général en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'un risque ou d'une atteinte grave aux droits humains et aux libertés fondamentales, à la santé et à la sécurité des personnes ou à l'environnement, en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF et de ses relations d'affaires.

3.3.1.2.4 Analyse de la recevabilité des signalements

Une fois le signalement saisi, l'alerteur reçoit un accusé de réception dans un délai de 7 jours à partir de cette réception. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dans les pays où cela est autorisé. Ces signalements anonymes sont recevables dès lors que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés.

Chaque signalement fait l'objet d'un examen de recevabilité par le comité des alertes de la DECG afin de déterminer, avant le lancement de l'instruction des faits signalés, s'il remplit les critères définis à la section 3.3.1.2.3 « Dépôt de signalements » et si le régime de protection adéquat peut être identifié.

Pendant la phase de recevabilité, le destinataire du signalement peut échanger avec l'alerteur et s'appuyer sur des experts (Direction Éthique et Conformité Groupe, Direction Juridique, Responsables Éthique et Conformité, Responsables Devoir de vigilance) afin d'obtenir les informations complémentaires nécessaires à la finalisation de l'analyse de recevabilité.

3.3.1.2.5 Traitement des signalements recevables

Une fois la recevabilité du signalement confirmée, le responsable de l'enquête désigné signe un engagement de confidentialité spécifique et dispose d'un délai maximum de trois mois pour communiquer à l'alerteur des informations sur les mesures envisagées ou prises afin de remédier à l'objet du signalement et sur les motifs de ces dernières.

L'instruction des faits signalés (vérification des faits, interviews des personnes concernées, recherche d'éléments de preuve, etc.) est réalisée avec l'appui d'experts métiers, des responsables éthique et conformité d'entité ou de filiale, de directions support, (DECG, DRH, DSIE, DJ, Direction de l'audit...), ou encore, lorsque cela s'avère nécessaire, d'un conseil externe. Ces experts sont soumis aux mêmes obligations strictes de confidentialité (avec la signature préalable d'un engagement de confidentialité).

À l'issue de l'instruction des faits, si la réalité des faits signalés est constatée, un plan d'actions est mis en œuvre. L'alerte ne sera clôturée qu'après la réalisation complète de ce plan d'actions.

3.3.1.2.6 Protection des lanceurs d'alerte : les mécanismes en place pour identifier, signaler et examiner les cas de non-respect/comportements illicites

La procédure de traitement des alertes du Groupe a été revue courant 2023 en vue d'intégrer les évolutions liées à la transcription en droit français de la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte. La procédure d'alerte éthique, conformité et devoir de vigilance du Groupe s'applique à toutes les entités du groupe EDF. Cette procédure d'alerte garantit une protection contre toutes mesures de représailles ou mesures discriminatoires, à tout auteur de signalement qui remplit les conditions prévues par la législation en vigueur. La Direction Éthique et Conformité Groupe est responsable du pilotage et du suivi de la mise en œuvre de cette procédure. Comme indiqué dans Le Guide support de l'alerteur, accessible sur le site internet d'EDF, le statut de lanceur d'alerte couvre la protection professionnelle contre toutes mesures de représailles, et la DECG conserve également des données archivées afin d'assurer la protection du lanceur d'alerte (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

3.3.1.2.7 Résultats 2024

Les résultats des alertes sont consolidés et figurent dans le rapport annuel éthique et conformité transmis au Comité exécutif et présenté au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration d'EDF. La DECG a effectué une consolidation de toutes les alertes recevables effectuées en 2024 au sein du groupe EDF, et Enedis (via le dispositif Groupe ou via tout autre canal).

En 2024, 449 alertes recevables ont été enregistrées (dont 93 dans le dispositif d'alerte Groupe). 335 alertes concernent des faits localisés en France et 114 à l'étranger. 151 concernent EDF et 298 les filiales du Groupe. La catégorie harcèlement/discrimination représente 45 % des alertes. En 2024, 65 % des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires (seize licenciements prononcés pour des faits de harcèlement avérés). 42 % des alertes dont les faits étaient non avérés ont néanmoins donné lieu à des actions d'amélioration des processus.

Typologies des signalements	Alertes recevables en 2024 toutes typologies de parties prenantes concernées
Droits et protection des personnes	46
dont droits humains	1
Harcèlement – discrimination	203
Fraudes – corruption et conflits d'intérêts	139
Autres catégories	61

Typologies des parties prenantes impliquées sur les alertes relatives aux droits humains :	Alertes recevables en 2024
Total alertes droits humains	1
• Dont travailleurs de la chaîne de valeur	1
• Dont communautés affectées	0
• Dont consommateurs ou utilisateurs finaux	0

À noter pour ces résultats 2024 :

- signalements recevables dans le dispositif Groupe : 61 % en 2024 ;
- résultat 2024 des investigations à la suite des alertes : 45 % des investigations sont non avérées, 46 % avérées et 9 % partiellement avérées ;
- relation de l'alerteur avec le Groupe (tous canaux confondus) : 80 % salarié, 10 % tiers, 9 % collaborateur extérieur, 1 % collaborateur occasionnel.

Mesures prises à la suite des alertes (tous canaux confondus) : 57 % correctives, 10 % disciplinaires et correctives, 22 % disciplinaires, 6 % judiciaires, 4 % judiciaires et correctives, 1 cas disciplinaires, judiciaires et correctives et 1 cas disciplinaires et judiciaires.

3.3.1.2.8 Focus sur les incidents graves en matière de droits humains pour les effectifs de l'entreprise

Incidents pour discrimination et harcèlement

Comme expliqué dans la section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 », les alertes pour des faits de harcèlement/discrimination sont suivies dans une catégorie distincte par le système d'alerte.

Certains faits de harcèlement/discrimination, remontés ou non par le système d'alerte, peuvent donner lieu à des amendes, pénalités et indemnisation des dommages.

Ces incidents pour harcèlement/discrimination ont engendré des conséquences financières pour EDF, plus précisément le montant des indemnisations versées, en vertu d'une décision judiciaire devenue définitive, par EDF en 2024 pour les infractions susvisées s'élève à 35 000 € pour harcèlement et 18 000 € pour discrimination. Les condamnations pour discrimination et harcèlement moral sont liés à des déroulements de carrières considérés par les juges comme étant anormaux, notamment en raison de mutations d'office imposées injustifiées. Par ailleurs, une condamnation fait référence à de la discrimination syndicale lors de sa réintégration après une convention de détachement syndical.

Sont prises en compte les amendes, sanctions et/ou indemnisations effectivement décaissées par une entité du Groupe. Les prçovisions, ainsi que les condamnations pour lesquelles un appel avec effet suspensif est en cours sont donc exclues.

Incidents graves recensés en matière de droits humains

Sont collectés le nombre d'incidents graves et plaintes en matière de droits humains affectant les effectifs du Groupe au cours de la période de référence, ainsi que le montant total des amendes, sanctions et indemnisations pour les dommages résultant de ces incidents/plaintes.

Selon les principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales sur la conduite responsable des entreprises, sont notamment compris comme des violations des droits humains dans le cadre du droit du travail les cas de :

- discrimination au travail fondée sur le genre, la race ou l'origine ethnique, la nationalité, la religion ou les convictions, le handicap, l'âge, l'orientation sexuelle, ou d'autres formes pertinentes de discrimination,
- harcèlement en tant que forme de discrimination spécifique,
- travail forcé ou obligatoire,
- traite d'êtres humains,
- exploitation d'enfants par le travail,
- manquement au devoir d'établir un environnement de travail sûr et sain,
- non-respect du droit des travailleurs de constituer des syndicats et des organisations représentatives de leur choix ou de s'y affilier.

Doivent uniquement être prises en compte les violations listées ci-dessus. Sont ainsi exclues les violations liées à une réglementation locale plus contraignante que le droit international. Le Guide interprétatif ONU 2012 concernant le Principe directeur 14 prévoit que « la gravité des incidences sera établie en fonction de leur ampleur, de leur étendue et du fait de savoir si elles sont irrémédiables ou non ». Cela signifie que la gravité de l'incidence (son ampleur) et le nombre d'individus qui sont ou seront concernés (son étendue) entrent tous deux en ligne de compte. L'aspect « irrémédiable » est le troisième facteur important, utilisé ici pour signifier toute limite sur la capacité à rétablir ceux qui sont concernés dans une situation au moins identique, ou similaire, à leur situation avant l'incidence négative.

Sur les conventions de l'OIT opposables et les exigences et engagements du Groupe face aux incidences possibles, ce dernier a établi un référentiel « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires » disponible sur le site internet d'EDF [1].

Il n'y a pas eu d'incident grave recensé en matière de droits humains en 2024 (une alerte est en cours de traitement, elle est non comptabilisée car non avérée à ce stade de l'instruction). Sont prises en compte les amendes, sanctions et/ou indemnisations effectivement décaissées par une entité du Groupe. Les provisions, ainsi que les condamnations pour lesquelles un appel avec effet suspensif est en cours sont donc exclues. Sont également prises en compte les saisines des Points de contact nationaux (PCN) de l'OCDE.

(1) www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf

3.3.2 ESRS S1 - Effectif de l'entreprise

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits humains et les libertés fondamentales de ses collaborateurs, en se conformant notamment aux dispositions des normes de l'Organisation internationale du travail (OIT).

Conscient de sa responsabilité dans le développement de l'égalité, du respect de la diversité et des valeurs d'inclusion, le groupe EDF s'engage, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations et à soutenir la parentalité. En tant qu'employeur socialement responsable, le Groupe s'engage à maintenir et parfaire un haut niveau de dialogue social et ambitionne de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, en intégrant toutes les dimensions de la Responsabilité sociétale des entreprises (RSE) dans les activités et les projets, et en donnant les moyens aux salariés de développer leur employabilité tout au long de leur carrière.

Le groupe EDF s'engage en faveur de la santé et de la sécurité de tous. À ce titre, le Groupe développe les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique, de politiques santé pour ses salariés et ses sous-traitants (diminuer les accidents, éradiquer les accidents mortels, développer la gestion des risques psycho-sociaux, adapter les modes d'organisation du travail (notamment dans un contexte de changement climatique), garantir un haut niveau de protection sociale).

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Droits humains [1] (*cf.* sections 3.3.2.3 et 3.3.1)	Atteintes aux droits des travailleurs	Les activités de construction et d'exploitation peuvent engendrer des conditions de travail détériorées et porter atteinte aux droits des salariés.	Court terme
Santé et sécurité de tous [1] (*cf.* section 3.3.2.6)	Santé et sécurité de tous (transverses normes S)	Les activités et éventuels accidents/incidents, dont ceux en lien avec la sûreté, sur toute la chaîne de valeur peuvent affecter la santé et la sécurité des travailleurs et des sous-traitants (ex. produits chimiques, rayonnements ionisants, troubles musculosquelettiques et troubles anxio-dépressifs) ainsi que la santé et sécurité des communautés locales (ex. accident lors de transport de matières premières, accidents d'exploitation, pollutions des sols/air/eau, génération de déchets, recours à des forces de sécurité).	Court et moyen termes
	Amélioration des conditions de travail	Les possibilités d'aménagement de temps de travail offertes par le Groupe (congés spécifiques et flexibilité du temps de travail) ainsi que les actions de soutien hors cadre professionnel (notamment cellule psychologique) peuvent améliorer les conditions de travail des salariés.	Court et moyen termes
Égalité, diversité et inclusion pour tous [1] (*cf.* section 3.3.2.7)	Discrimination	Le cadre professionnel peut être à l'origine d'évènements de discrimination portant atteinte aux droits et libertés des individus concernés (ex. incidents, harcèlement, inégalités de salaires).	Court, moyen et long termes
	Égalité, diversité et inclusion	L'engagement du groupe EDF dans les actions d'égalité, diversité et inclusion a un impact positif sur les salariés et la société (par exemple via des actions dans l'enseignement pour inciter les femmes aux carrières scientifiques, etc.).	Court, moyen et long termes
Développement des compétences (*cf.* sections 3.3.2.4 et 3.3.2.5)	Développement des compétences	La formation des employés, ainsi que certains programmes de mobilité professionnelle offerts par le Groupe, permettent le développement des compétences des salariés.	Court, moyen et long termes

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Droits humains [1] (*cf.* section 3.3.2.3)	Risques liés aux droits humains	Les risques de violations des droits humains au sein des activités du Groupe peuvent mener à des conséquences financières, légales et réputationnelles.
Dialogue social (*cf.* section 3.3.2.2)	Dialogue social	Un dialogue social bloqué ou dégradé risque d'entraver la production d'énergie, le développement des projets ainsi que des offres & services, et d'impacter l'engagement des salariés et dès lors la mise en œuvre de la stratégie du Groupe.
Santé et sécurité de tous [1] (*cf.* section 3.3.2.6)	Accidents/incidents de santé et sécurité	Les accidents/incidents du travail de salariés peuvent perturber le bon fonctionnement de la production et entraîner une hausse des coûts opérationnels et dépenses extraordinaires.
Développement des compétences (*cf.* sections 3.3.2.4 et 3.3.2.5)	Inadéquation des compétences	Les risques d'inadéquation des compétences en externe et en interne (ex. pour les besoins des filières renouvelables ou nucléaires) peuvent générer des tensions sur les ressources et l'incapacité pour le Groupe de mettre en œuvre sa stratégie.
Attraction et fidélisation des travailleurs [2] (*cf.* section 3.3.2.4)	Attraction et fidélisation des travailleurs	Les conditions de travail, possibilités d'évolutions professionnelles, la performance RSE et la qualité du dialogue social au sein du groupe EDF (notamment via l'accord mondial RSE, la représentation des salariés au Conseil d'administration, etc.) représentent une opportunité d'attirer les compétences et fidéliser les salariés au sein du Groupe.

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.
(2) Sous-thème défini par EDF.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels.

Certains impacts potentiels ont été retenus comme matériels sans se fixer de cibles d'amélioration : le groupe EDF a mis en place des actions depuis des années permettant de les maîtriser, ce qui permet d'avoir des résultats à un niveau satisfaisant à date. Seule une divulgation des résultats est prévue à date du fait de l'importance des sujets, pour permettre aux utilisateurs du rapport de durabilité d'avoir accès à ces données. Les sujets sur lesquels le groupe EDF a prévu de progresser sont la santé sécurité ainsi que l'égalité, diversité et inclusion. La politique formation Groupe, prévue en 2025, permettra de travailler à l'établissement d'une cible pour les prochaines publications.

Une trajectoire des effectifs du Groupe calée sur ses orientations stratégiques

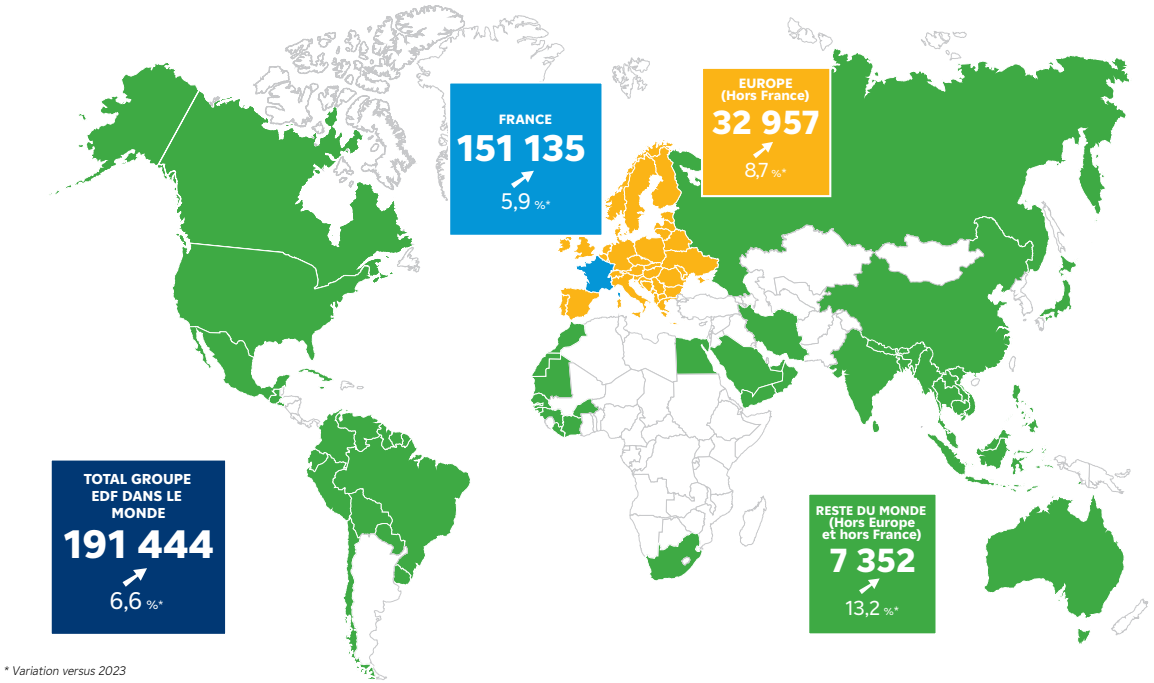
Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élèvent à 191 444 salariés au 31 décembre 2024 (filiales consolidées). La hausse de 6,6 % par rapport à 2023 s'explique par la croissance des besoins en compétences nécessaires aux filières de la transition énergétique, afin de répondre à des enjeux industriels sans précédent. En outre, Arabelle Solutions a rejoint le Groupe en 2024, ses effectifs venant renforcer les activités nucléaires du Groupe.

Effectifs du Groupe en France

Le groupe EDF poursuit sa transformation et adapte son modèle d'activité pour répondre aux enjeux de la transition énergétique en France : programme de maintenance des centrales existantes, nouveau nucléaire, développement des énergies renouvelables, renforcement des réseaux, développement de nouvelles offres commerciales notamment mobilité électrique, pompes à chaleur, optimisation des fonctions support, digitalisation des processus tertiaires internes, développement ciblé à l'international. Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent 151 135 salariés au 31 décembre 2024. L'effectif est en augmentation de 5,9 % par rapport à 2023. Les sociétés du Groupe dans le domaine de la prestation dans le nucléaire, des énergies renouvelables et des services énergétiques sont en forte croissance pour accompagner le développement de leur activité avec des hausses d'effectifs en France de 15 % pour Framatome et de 8 % pour Cyclife ; dans le domaine des énergies renouvelables, +5 % pour EDF Renouvelables en France.

Effectifs du Groupe à l'international

96 % de l'effectif total mondial du Groupe est européen et 79 % sur le périmètre France.



** Variation versus 2023*

Détail des effectifs salariés par pays dans lesquels le Groupe compte 50 salariés ou plus représentant au moins 10 % de son nombre total de salariés.

En nombre de salariés	2024
France	151 135
Royaume-Uni	19 165

3.3.2.1 Politiques concernant les effectifs du groupe EDF

3.3.2.1.1 La responsabilité sociale de l'entreprise

L'accord-cadre mondial Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF

Le 27 janvier 2025, le groupe EDF, 18 organisations syndicales représentant les salariés du Groupe et 2 fédérations syndicales mondiales (IndustriAll Global Union et PSI) signaient le nouvel accord-cadre mondial 2025-2030 sur la Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF. Cet accord engage tout le Groupe sur un socle de principes communs à toutes les sociétés qui le composent en matière de respect des salariés et de toutes les parties prenantes impactées par les activités et projets du Groupe et de lutte contre le réchauffement climatique.

L'ensemble des salariés des sociétés contrôlées par EDF sont couverts par les dispositions de cet accord collectif. Les sociétés du Groupe le portent dans une logique de progrès, en veillant à ce que leurs politiques, leurs activités et leurs pratiques respectent les engagements de cet accord. Le Groupe assure également la promotion de cet accord auprès de ses fournisseurs et sous-traitants.

Cet accord garantit en outre le droit à la négociation collective et traduit de façon effective son engagement de « faire du respect des droits humains une condition préalable à toutes ses activités et ne tolérer aucune atteinte au respect de ces droits, ni dans ses activités, ni chez ses fournisseurs, sous-traitants et partenaires ». Il affirme que dans le cas d'un conflit de normes avec les lois applicables dans les pays dans lesquels le groupe EDF exerce ses activités, celui-ci s'attache à appliquer les dispositions les plus protectrices des droits humains, tout en respectant les lois nationales. Afin d'assurer le portage de cet accord au long cours, les engagements en matière de déploiement dans les sociétés contrôlées ont notamment été renforcés.

Suivi de l'accord

Le CMDRSE (Comité mondial de dialogue sur la responsabilité sociale et environnementale) est le comité de suivi de la mise en œuvre et du respect des engagements de cet accord.

Ses principales missions :

- analyser le bilan du Groupe sous l'angle de la responsabilité sociale ;
- identifier les écarts et les axes d'amélioration ;
- arbitrer en cas de différences d'interprétation de dispositions de l'accord ;
- contribuer à la résolution de conflits liés à l'application d'un engagement de l'accord.

Sa composition : 25 membres issus de différentes sociétés du Groupe et représentant les signataires de l'accord. Il s'agit d'une instance internationale multilingue, à l'image du Groupe, au sein de laquelle se côtoient actuellement des Français, Britanniques, Allemands, Italiens, Belges, Brésiliens, Chinois et Polonais.

Le CMDRSE du nouvel accord se réunira en format « plénière », une fois par an, et en format restreint appelé « comité de pilotage » 2 fois par an pour préparer les travaux de la plénière annuelle. Les travaux se poursuivront par ailleurs entre les réunions sous la forme de groupes de travail constitués autour de thématiques à enjeux, telles que les modalités d'exercice du devoir de vigilance du groupe EDF au sein de sa chaîne d'approvisionnement, le respect des droits humains de ses salariés, de ceux de ses sous-traitants et des populations impactées par ses activités, la liberté syndicale et la transparence du dialogue social pour accompagner les transformations, les initiatives en faveur de la transition juste, l'ancrage des engagements de cet accord dans l'ensemble des sociétés contrôlées du Groupe.

En 2024, la dernière réunion plénière annuelle de l'accord mondial précédent s'est tenue au mois de juin en Belgique, précédée d'une journée de travail entre l'ensemble des organisations syndicales signataires et suivie d'une journée de formation sur le dialogue social international. Cette rencontre a par ailleurs permis aux représentants des salariés d'échanger avec des représentants du Groupe sur différents sujets au cœur de leurs préoccupations tels que l'actualité des projets de développement internationaux, la santé et la sécurité des salariés et des prestataires, ou encore des évolutions à venir dans le cadre de la nouvelle directive européenne sur le Devoir de vigilance (CS3D).

Une protection sociale ancrée dans la durée

En matière d'avantages sociaux, le Groupe est guidé par trois principes : un principe de responsabilité, un principe d'appropriation par les bénéficiaires, un principe d'équilibre entre compétitivité et durabilité. En effet, sur ce dernier point, assurer des avantages sociaux durables et adaptés au marché local nécessite en effet qu'ils soient financièrement soutenables à long terme tant pour les salariés que pour les employeurs.

3.3.2.1.2 La politique Prévention Santé Sécurité

Le respect de la santé et sécurité de tous est au centre des préoccupations du groupe EDF. La politique santé et sécurité a été actualisée en avril 2024. Voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur », le paragraphe « Respect de la santé et sécurité de tous ».

3.3.2.1.3 La politique de développement des compétences

La politique de développement des compétences « Groupe France » actualisée en 2022 vise à dynamiser la transformation des pratiques en matière de formation et de professionnalisation en vue de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, dans le contexte de la transition énergétique et notamment du développement du nouveau nucléaire. Elle a pour objectif de passer d'une gestion de la formation et de l'emploi à un management des compétences, et d'ancrer l'acquisition des apprentissages dans le cadre de l'entreprise apprenante et du *knowledge management*, démarches ayant comme objectif d'améliorer la circulation et la capitalisation des savoirs en favorisant le transfert, le partage, le stockage et la diffusion des connaissances. Il est prévu d'actualiser cette politique en 2025.

3.3.2.1.4 Lutte contre la discrimination et promotion de l'inclusion

Le groupe EDF fait de la diversité l'une des clefs pour réussir son projet d'entreprise « Ambitions 2035 ». C'est également un élément essentiel de ses engagements d'entreprise responsable en lien avec sa raison d'être. Rechercher et promouvoir la diversité des profils et leur parfaite intégration est déterminant pour permettre au Groupe d'être à l'image de ses clients et de la société civile. C'est aussi une des conditions de son attractivité.

La politique éthique et conformité Groupe (PECG) recense les programmes de conformité du Groupe ainsi que les principales règles que les dirigeants doivent connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de ces entités, Cette politique a fait l'objet d'une mise à jour en juin 2023. Elle comporte en outre le programme relatif à la prévention du harcèlement et de la discrimination. Les droits des collaborateurs couverts sont détaillés dans la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ».

Par ailleurs, le groupe EDF s'engage à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations, à soutenir la parentalité.

Au périmètre du Groupe France, des outils de formation et de sensibilisation ainsi que des documents de référence favorisant l'inclusion sont mis à disposition des salariés, de la filière RH et du management. Ces ressources visent à prévenir et lutter contre les discriminations portant sur le genre, l'orientation sexuelle, l'origine réelle ou supposée, les convictions religieuses, l'état de santé ou le handicap.

3.3.2.2 Processus d'interaction avec les effectifs du groupe EDF et leurs représentants

Afin de connaître le point de vue de ses salariés, le groupe EDF interagit à la fois par le canal du dialogue social mais également au travers d'enquêtes. Ils sont 136 318 à avoir ont répondu à l'enquête MyEDF Group en novembre 2024. Conduite par l'institut d'études internationales IPSOS, cette enquête, qui garantit strictement l'anonymat et la confidentialité des réponses, permet à l'intégralité des salariés du Groupe de s'exprimer sur leur situation professionnelle ainsi que la perception qu'ils ont de leur entreprise, au niveau local et aussi à l'échelle du Groupe.

3.3.2.2.1 Dialogue social

Le 1er semestre 2024 a été marqué par l'installation des Comités sociaux et économiques (CSE) et du Comité social et économique central (CSEC) à la suite des élections professionnelles de novembre 2023, avec l'organisation de séminaires d'installation permettant une meilleure intégration et sensibilisation des élus et représentants syndicaux au fonctionnement des CSE et de leurs commissions.

Dans ce contexte de renouvellement et d'installation des acteurs, le dialogue social a permis d'aborder de nombreux sujets stratégiques pour le Groupe dans les différentes instances (CSEC, CGF, CEE), parmi lesquels figure le Projet d'Entreprise « Ambitions 2035 », dont le lancement est intervenu en septembre 2024.

L'agenda social 2024 a fait l'objet de plusieurs échanges avec les délégués syndicaux centraux et les secrétaires syndicaux centraux en fin d'année 2023 et au cours de l'année 2024. La négociation d'un nouvel accord-cadre global sur la Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF a été conclue avec les représentants des salariés en novembre 2024 (voir la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale de l'entreprise »).

L'instance de concertation et de coordination de l'entreprise EDF (ICCE)

L'ICCE est un espace de dialogue social, d'échange et/ou de concertation avec les organisations syndicales représentatives à EDF, animé par la Directrice du Dialogue Social Groupe et organisée à un rythme trimestriel. On y échange sur des sujets de société ou d'évolution ne relevant pas de la compétence des IRP ou sur des sujets émergents, des décisions, ou des orientations politiques ; ont été présentés dans cette instance en 2024 le projet sur un socle social commun au groupe EDF, le dispositif « être ambassadeur du groupe EDF » et le socle commun de formation obligatoire au sein du Groupe.

Les instances représentatives du personnel (CSE, CGF, CEE)

L'ensemble des entreprises du groupe EDF a mis en place les instances représentatives du personnel conformément à la législation en vigueur et, pour la France, à l'occasion d'accords collectifs de mise en place des CSE et CSE centraux le cas échéant. Pour la maison mère EDF SA, la cartographie des Instances de représentation du personnel compte en 2024, 48 CSE d'établissement et un Comité social et économique central (CSE central). Par ailleurs, le groupe EDF a mis en place depuis 2001 un Comité d'entreprise européen, ainsi qu'un Comité Groupe France (CGF) depuis 2008.

Le Comité Groupe France (CGF)

Le Comité Groupe France, mis en place par accord collectif dès 2008 au sein du groupe EDF, est une instance de représentation du personnel des différentes sociétés du Groupe au périmètre France. L'accord collectif de 2018 rénovant l'instance étant arrivé à échéance en mai 2022, il a été mis à jour par accord unanime du 25 avril 2022.

Le CGF a pour mission d'assurer un dialogue social transverse sur le plan économique, financier ainsi que sur la situation et les perspectives d'emploi dans le Groupe. À ce titre, le Comité est informé sur plusieurs domaines :

- la stratégie, les perspectives, l'innovation et les activités émergentes, les synergies développées et l'activité générale du Groupe en France, sur le plan économique, industriel, commercial et environnemental ;
- la situation financière du Groupe en France avec notamment communication des comptes et du bilan consolidés ainsi que du rapport du commissaire aux comptes correspondant ;
- l'évolution et les prévisions d'emploi annuelles ou pluriannuelles ainsi que celles relatives à l'alternance et les actions éventuelles de prévention envisagées compte tenu de ces prévisions dans le Groupe en France et dans chacune des entreprises qui le composent. Les travaux des instances de dialogue en région sont également examinés en séance chaque année ;
- la mise en œuvre des politiques du groupe EDF et en particulier la santé et la sécurité au travail.

Le CGF regroupe 28 représentants des salariés des filiales françaises (EDF, Dalkia, EDF Renouvelables, Framatome, Enedis, IZI confort, Électricité de Strasbourg, Dalkia Electrotechnics).

En 2024, le CGF s'est réuni à 4 reprises ;

Les 4 séances ordinaires ont, entre autres, donné lieu à l'examen de la situation économique et financière du Groupe, les orientations stratégiques du Groupe, et ont également permis de partager le bilan de l'emploi et de la mobilité Groupe, le chantier Compétence, et le Bilan Santé Sécurité 2023 du Groupe avec un zoom sur Enedis.

Le comité d'entreprise européen (CEE)

Le Comité d'entreprise européen (CEE), mis en place par accord collectif dès 2001 (révisé en 2005 et 2015, puis par avenant du 21 novembre 2021) au sein du groupe EDF est une instance légale obligatoire de représentation du personnel des différentes sociétés du Groupe au périmètre de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. L'accord collectif, négocié dans le cadre de la directive européenne du 6 mai 2009 transposée dans le Code du travail par ordonnance du 20 octobre 2011, encadre la mise en place, le fonctionnement et l'attribution du CEE.

Le CEE a pour mission d'assurer un dialogue social transverse sur le plan économique, financier, stratégique ainsi que sur la situation et les perspectives d'emploi dans le Groupe et dans les filiales européennes. À ce titre, le Comité est informé sur plusieurs domaines :

- les actualités du Groupe, notamment sur la politique santé sécurité, la RSE et le devoir de vigilance ;
- la situation économique, financière et sociale du Groupe, au niveau européen notamment ;
- toute information jugée utile par le Président sur la stratégie du Groupe au niveau mondial.

Le Comité d'entreprise européen est composé de 38 représentants des salariés de la société mère et des filiales européennes (françaises, allemandes, britanniques, italiennes, belges et polonaises).

En 2024, le CEE se sera réuni à deux reprises lors de deux séances ordinaires. Le Secrétariat du CEE a été réuni à deux reprises en 2024 en préparation des séances plénières et ces réunions ont permis d'échanger sur l'actualité du Groupe en Europe et l'évolution du périmètre géographique du CEE.

Au travers des groupes de travail, les représentants du personnel du CEE réalisent des travaux à l'échelle européenne en lien avec l'actualité européenne et les politiques Groupe (santé sécurité, fermeture de sites, comptes consolidés, transition énergétique, égalité et diversité).

Devoir de vigilance et dialogue social

Le CDRS constitue le lieu privilégié de dialogue avec les représentants des salariés sur l'exercice du devoir de vigilance du groupe EDF. Depuis l'entrée en vigueur de l'accord en 2018, un point est systématiquement réalisé sur ce sujet à chaque réunion du Comité de suivi de l'accord (3 fois par an en moyenne dont une fois en plénière). Le CDRS permet de suivre la mise en œuvre des actions programmées ou encore de débattre autour de l'actualité juridique et législative impactant le Devoir de vigilance : mise en œuvre de nouvelles obligations issues de la législation européenne en matière d'informations de durabilité (CSRD), adoption au printemps de la directive européenne sur le Devoir de vigilance des entreprises, enseignements à tirer de la 1re condamnation sur le fond d'un Groupe français au titre de son devoir de vigilance.

Le Comité de pilotage du CDRS de janvier 2024 a été l'occasion d'un échange particulièrement nourri avec des responsables de la Fédération internationale pour les droits humains (FIDH) pour faire le point sur les enjeux actuels en matière de droits humains et croiser les points de vue sur les difficultés rencontrées par les entreprises et les ONG dans ce domaine. Enfin, le CDRS a contribué à l'élaboration du 7e plan de vigilance dans le cadre de plusieurs sessions d'échange entre la Direction et les membres du CDRS dont nombre de suggestions ont été prises en compte.

3.3.2.2.2 Indicateurs relatifs à la négociation collective

Par la voie de la filière RH, chaque entreprise du Groupe comptabilise annuellement le nombre de ses salariés bénéficiant d'une convention collective.

L'indicateur de dialogue social mesure l'existence de conventions collectives dans les principales sociétés contrôlées. Ces conventions sont garantes de la réalité des négociations avec les représentants des salariés en vue de définir les statuts des travailleurs. En conformité avec les principes de l'Organisation internationale du travail, les accords peuvent être sectoriels, nationaux, régionaux, au niveau d'une organisation ou d'un site.

Par la voie de la filière des responsables RH, chaque Direction ou filiale remonte une fois par an le nombre de salariés bénéficiant d'une convention collective.

Couverture des négociations collectives	2024
Taux de salariés couverts par une convention collective	86,1 %
Taux de salariés couverts par une convention collective dans l'EEE (1)	93,9 %
Taux de salariés couverts par une convention collective en France	94,3 %
Taux de salariés couverts par une convention collective hors EEE (1)	38,0 %

(1) Dans l'Espace économique européen, la France est le seul pays dans lequel le Groupe a un effectif supérieur à 10 % de son nombre total de salariés.

Précisions sur les indicateurs

L'indicateur est calculé en faisant le ratio entre le nombre de salariés bénéficiant d'une convention collective et l'effectif physique au 31 décembre. L'indicateur est au périmètre Groupe.

3.3.2.3 Procédures de réparation et canaux permettant aux collaborateurs du groupe EDF de faire part de leurs préoccupations

Les salariés peuvent recourir au dispositif d'alerte du Groupe, mis en place conformément aux lois Sapin 2 et Devoir de vigilance, qui garantit l'anonymat et est accessible dans les six langues du Groupe (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

Il permet de signaler des faits contraires aux lois et réglementations, un crime ou un délit, un manquement au code de conduite d'EDF, une violation d'un engagement international, une menace ou un préjudice grave pour l'intérêt général.

3.3.2.4 Salariés de l'entreprise - Attractivité et fidélisation des travailleurs

3.3.2.4.1 Actions et indicateurs relatifs aux effectifs

Attirer, recruter et fidéliser les talents nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique : c'est un axe fort de la stratégie du Groupe.

3.3.2.4.1.1 Le groupe EDF, l'un des principaux recruteurs industriels

Les filières de la transition énergétique vont devoir recruter plusieurs centaines de milliers de personnes en France dans les 10 ans à venir, dont plus de 10 000 par an dans la seule filière nucléaire d'après le rapport de l'étude Match paru en 2023. Ces recrutements massifs nécessitent une mobilisation de tous les acteurs de l'écosystème de la transition énergétique. Pour y répondre, le groupe EDF a lancé en 2023 le chantier d'excellence opérationnelle « Compétences ». Les actions menées dans le cadre de ce « chantier » sont envisagées en entreprise étendue et sur des territoires où elles se déploient concrètement. Elles sont mises en œuvre en partenariat avec les acteurs de l'Éducation nationale, du service public de l'emploi et du monde associatif en lien avec les collectivités territoriales. Dans ce contexte de besoins de compétences en forte hausse et de tensions inédites sur les ressources disponibles, le groupe EDF, acteur majeur de la transition énergétique en France et dans le monde, est l'un des principaux recruteurs industriels avec près de 16 700 recrutements en CDI en 2024 dans le monde, dont près de 11 000 en France. En outre, le Groupe accueille et accompagne environ 9 600 alternants dans le monde à fin 2024

Embauches/départs de salariés dans le Groupe	Unité	2024
Total départs des salariés qui ont quitté l'entreprise	Nombre	18 902
dont départs en retraite/inactivité	*Nombre*	*3 103*
Taux de rotation des salariés	%	9,9 %

Précisions sur les indicateurs

- Indicateur « total départs des salariés qui ont quitté l'entreprise » :

Cet indicateur est la somme, sur une année, des départs à la retraite, des démissions, des licenciements et de l'ensemble des départs du Groupe dus à d'autres raisons que les 3 précédentes.

- Indicateur « taux de rotation » :

Cet indicateur représente le ratio entre le nombre de départs total sur une année (indicateur « total départs ») et les effectifs au 31 décembre de l'année.

3.3.2.4.1.2 Dynamique de la marque employeur

Afin d'attirer les candidats qui l'intéressent, l'entreprise s'appuie sur une marque employeur forte de sa raison d'être et innovante. EDF demeure l'un des employeurs les plus attractifs pour les étudiants, les alternants et les jeunes diplômés comme l'attestent plusieurs classements externes interentreprises publiés en 2024, comme celui d'Epoka, Universum ou HappyTrainees[1].

3.3.2.4.1.3 Attirer vers les métiers de la transition énergétique

Dans les années à venir, le Groupe continuera à faire face à des enjeux industriels majeurs nécessitant de préparer dès à présent l'orientation et l'insertion professionnelle des jeunes générations pour répondre aux enjeux de recrutement de demain.

Au regard des volumes de recrutement à venir et de l'attractivité encore trop faible des métiers de l'industrie, surtout pour les femmes, le groupe EDF a souhaité amplifier sa mobilisation comme acteur majeur sur les enjeux de compétences et sur l'élargissement des profils recherchés. La diversité est ancrée dans le projet d'entreprise : elle est recherchée, intégrée et valorisée. Pour attirer vers les métiers de la transition énergétique, le Groupe déploie avec ses partenaires des actions variées et innovantes dans le domaine de l'attractivité des métiers et dans la relation écoles.

L'Université des métiers du nucléaire (UMN), créée en 2021, soutient les compétences de la filière nucléaire via des actions locales et un portail dédié, « Mon Avenir dans le nucléaire ». En 2024, la semaine des métiers du nucléaire a attiré plus de 16 000 participants, doublant la participation de 2023. L'UMN a aussi adapté les formations aux besoins industriels, lancé 43 nouvelles formations, et introduit le « Passeport Nucléaire » dans une centaine d'établissements.

La filière réseaux, via des partenariats industriels, a créé des classes réseaux en lycées professionnels, touchant près de 2 000 élèves en 2023-2024, avec un objectif d'environ 3 000 élèves pour 2024.

La filière des nouveaux systèmes énergétiques (énergies renouvelables et services énergétiques) a créé un label des métiers de la transition énergétique, qui qualifie une centaine de diplômes qui forment aux métiers de la transition énergétique.

3.3.2.4.1.4 Recruter les talents nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique

En 2024, le groupe EDF a augmenté ses recrutements par rapport à 2023, pour répondre aux besoins en compétences industrielles, techniques, numériques et relations clientèle. Les métiers concernés incluent la production nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques, les réseaux et les technologies de l'information.

EDF continue de valoriser l'alternance et les stages comme éléments clés de son recrutement, tout en augmentant la part des salariés expérimentés. EDF est fortement engagé dans l'accueil des stagiaires de seconde et troisième et collabore avec des associations pour accompagner les élèves de quartiers prioritaires, notamment les jeunes filles.

(1) entreprises-preferees2024.eventmaker.io/ universumglobal.com/fr/ https://choosemycompany.com/fr/classements/2024

Pour attirer et intégrer les compétences au sein du Groupe, EDF a continué en 2024 à moderniser ses processus de recrutement et les a améliorés avec des outils plus innovants et digitaux (outils de *matching* proposé aux candidats, outil de recueil digitalisé des candidatures sur les forums) tout en diversifiant son *sourcing*.

Le groupe EDF a renforcé la coordination pour les relations écoles et le partage de viviers de candidats, avec un réseau relation écoles Groupe et des conventions Groupe avec des établissements post-bac. EDF utilise une communication digitale adaptée à ce public, et a lancé des podcasts pour attirer les talents.

Le groupe EDF poursuit ses actions pour augmenter la féminisation de ses recrutements externes, via la valorisation de modèles féminins, des partenariats avec des influenceuses et des influenceurs, et une présence active dans les écoles pour encourager les jeunes filles à s'orienter vers des métiers techniques. EDF soutient des initiatives comme Fem' Energia et intègre la féminisation dans toutes les étapes du recrutement. À titre d'illustration, en 2024, EDF Renouvelables a mené une action en partenariat avec l'association Rêv'elles, qui vise à favoriser l'égalité des chances et la mixité. Le Groupe compte en outre environ 700 marraines Elles Bougent en France en 2024, qui se mobilisent pour aller à la rencontre des jeunes filles sur cette thématique.

Féminisation du recrutement dans les métiers techniques et SI (EDF SA)	2024
Nombre total de recrutements dans les métiers techniques	2 309
Part des femmes recrutées dans les métiers techniques (%)	20 %
Nombre total de recrutements dans les métiers systèmes d'information	348
Part des femmes recrutées dans les métiers systèmes d'information (%)	30 %

Engagement en faveur de l'insertion professionnelle et de l'inclusion

EDF se mobilise pour une économie inclusive, particulièrement pour les jeunes, en partenariat avec le Collectif d'entreprises pour une économie plus inclusive. En 2024, EDF a recruté des CDI/CDD et alternants issus des quartiers prioritaires de la ville (QPV) et zones rurales revitalisées (ZRR). EDF participe à des journées d'inclusion par le sport et mène des initiatives de recrutement par le sport pour identifier des candidats sur les métiers en tension. Le programme « un jeune, un mentor » offre plus de 1 000 propositions de mentorat pour répondre aux **enjeux de l'emploi des jeunes** et du renouvellement des compétences.

Le groupe EDF est pionnier dans l'intégration professionnelle des **personnes en situation de handicap**, participant chaque année au salon Hello Handicap, un évènement 100 % digital avec environ 20 000 offres de postes. Les candidats peuvent y mener des entretiens avec des managers et RH sans se déplacer.

EDF SA, a mis en place un dispositif de **mécénat de compétences** avec deux orientations : le mécénat de compétence senior pour les salariés proches de la retraite, facilitant leur transition vers le bénévolat, et le mécénat de compétences parcours pour tous les salariés, offrant une expérience valorisante en cours de carrière sur une mission d'intérêt général. Les missions durent généralement 2 ans, une centaine de salariés participent à ce programme en 2024.

En 2024, EDF a renforcé ses partenariats pour faciliter le **recrutement de personnes en reconversion et réinsertion**, notamment avec France Travail. EDF utilise des dispositifs de Préparation Opérationnelle à l'Emploi et organise des opérations de « job dating » pour les salariés des secteurs en décroissance ou touchés par des Plans de sauvegarde de l'emploi (PSE).

3.3.2.4.1.5 Des actions en faveur de la mobilité interne du groupe EDF

La **mobilité interne est renforcée à la maille du Groupe** dans un objectif de construction de parcours diversifiés au sein des grandes filières Métiers (nucléaire, services énergétiques, énergies renouvelables, réseaux). L'entreprise s'attache à rendre les salariés acteurs de leur parcours en leur garantissant la visibilité sur les offres disponibles sur l'ensemble du Groupe et en les accompagnant sur une meilleure compréhension des besoins des entreprises à court et moyen termes.

La mobilité interne est aussi priorisée pour les **salariés en redéploiement**, qui font l'objet d'un accompagnement spécifique.

Le groupe EDF poursuit le développement de **cursus de reconversion** permettant aux salariés de monter en compétences sur de nouveaux emplois. Ces cursus ne visent pas seulement les salariés positionnés sur des emplois en décroissance mais également des salariés souhaitant volontairement s'orienter vers des emplois sur lesquels existent des besoins de gréement.

3.3.2.4.1.6 Rémunération, levier de performance et d'attractivité

La rémunération globale est un levier essentiel de la contribution de chacun à la performance du groupe EDF, ainsi qu'à son attractivité.

Le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive en étant très attentif au niveau de protection sociale qu'il propose, notamment en matière de couverture contre les risques majeurs de la vie. La politique de rémunération globale est guidée par quatre principes :

- la compétitivité par rapport au marché externe,
- la cohérence et l'équité interne,
- la soutenabilité financière,
- la lisibilité vis-à-vis des salariés et des managers.

La politique s'articule autour d'une rémunération fixe et d'une rémunération variable individuelle et/ou collective qui vient reconnaître l'atteinte des objectifs, en lien avec les résultats économiques des entreprises. Elle doit également s'assurer d'une cohérence du niveau de rémunération de l'emploi avec le marché en prenant en compte l'ensemble des avantages conférés aux salariés.

Rémunération annuelle totale	2024
Ratio d'équité	26,5

Précision sur les indicateurs

Le ratio d'équité désigne le ratio de rémunération annuelle total de la personne la plus payée par rapport à la rémunération totale annuelle médiane de tous les salariés (à l'exclusion de la personne la mieux rémunérée). Le périmètre matériel pris en compte pour le calcul de l'indicateur ci-dessus est l'ensemble des salariés continûment présents sur l'année 2024, des principales sociétés du groupe EDF en France (à savoir EDF SA France, Enedis, Framatome France, et Dalkia France) et au Royaume-Uni (à savoir EDF Energy), soit environ 153 600 salariés, ce qui représente plus de 80 % des effectifs du Groupe dans le monde. Les rémunérations prises en compte comprennent le salaire de base, l'ensemble des prestations en espèces et en nature.

3.3.2.4.1.7 Effectifs salariés par genre

En nombre de salariés dans le Groupe	2022	2023	2024
Masculin	127 130	132 264	140 663
Féminin	44 360	47 286	50 625
Autres*	N/A	N/A	0
Non déclaré*	N/A	N/A	156
Total salariés	171 490	179 550	191 444

** Les données ont été collectées uniquement à partir de 2024 pour ces deux catégories.*

Précisions sur les indicateurs

Les indicateurs de répartition par genre de l'effectif du Groupe sont définis de la manière suivante :

- selon 4 catégories de genre : masculin, féminin, genres autres et genre non déclaré ; ce dernier indicateur correspond à une absence de réponse à la question de la qualification du genre du/de la salarié(e) ; la répartition est réalisée selon les tolérances législatives en vigueur dans chaque pays et selon les données à disposition de chaque entité ;
- l'effectif comptabilisé est l'effectif physique fin de période (au 31/12 de l'année) ;
- cet effectif est comptabilisé par pays et par entreprise du Groupe, selon la localisation géographique des salariés enregistrée par chaque entreprise.

Les indicateurs Nombre de femmes cadres et Nombre de femmes salariées sont des indicateurs suivis par pays et par entreprise du Groupe.

Les sociétés du groupe EDF et EDF SA sont parvenus à maintenir leur taux de féminisation stable malgré des soldes entrées-sorties ne permettant pas une évolution favorable de la part des femmes dans le corps social. Cette stabilité est constatée malgré des progressions significatives en matière de recrutements de femmes depuis 2 ans.

3.3.2.4.1.8 Effectifs salariés par type de contrat

Salariés au 31/12/2024	Hommes	Femmes	Autres	Non déclaré
Nombre de salariés (effectifs)	140 663	50 625	0	156
dont nombre de salariés en contrat à durée indéterminée (effectifs permanents)	132 860	46 776	0	25
dont nombre de salariés en contrat à durée déterminée (effectifs temporaires)	7 803	3 849	0	131

Parmi les effectifs temporaires, figurent les salariés au nombre d'heures non garanti :

Salariés au 31/12/2024	Hommes	Femmes	Autres	Non déclaré
Nombre de salariés au nombre d'heures non garanti (effectifs)	450	46	0	0

Précision sur les indicateurs

Les indicateurs de répartition par type de contrat et par genre de l'effectif du Groupe sont définis de la manière suivante :

- selon 4 catégories de genre : masculin, féminin, genres autres et genre non déclaré ; ce dernier indicateur correspond à une absence de réponse à la question de la qualification du genre du/de la salarié(e) ; la répartition est réalisée selon les tolérances législatives en vigueur dans chaque pays et selon les données à disposition de chaque entité ;
- pour les types de contrat suivants :
  - > à durée indéterminée,
  - > à durée déterminée, parmi lesquels se trouvent les contrats au nombre d'heures non garanti (salariés qui sont employés par l'entreprise sans qu'il leur soit garanti un nombre minimal ou fixe d'heures de travail ; cette définition diffère d'un pays à l'autre, la législation nationale s'appliquant).

3.3.2.5 Formation et développement des compétences

La politique de développement des compétences « Groupe France » actualisée en 2022 vise à dynamiser la transformation des pratiques en matière de formation et de professionnalisation en vue de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, dans le contexte de la transition énergétique et notamment du développement du nouveau nucléaire.

3.3.2.5.1 Actions liées aux compétences et formations

Le Groupe a investi près de 664 millions d'euros en 2024, permettant de dispenser un volume de près de 7,9 millions d'heures de formation et de professionnalisation. L'optimisation du catalogue d'offres de formation a permis de faciliter le parcours utilisateur des salariés et des managers, également grâce à un moteur de recherches dédié, hébergé dans l'intranet du Groupe et qui permet de retrouver toutes offres, pour toutes modalités. Une interface commune est également en cours de déploiement afin de rapprocher les deux plateformes numériques Groupe actuelles. Le Groupe propose désormais un panel de modalités pédagogiques qui vont de la formation présentielle au *knowledge management*, en passant par les modalités en situation de travail et accompagnées, les classes virtuelles et toutes les combinaisons de modalités dites *blended learning*. Ceci permet que près d'un quart des heures de formation et de professionnalisation consommées le soient via des modalités numériques (chiffre EDF SA).

Par ailleurs, les travaux ont été lancés pour permettre de sélectionner des fournisseurs de contenus externes, interfacés ensuite avec les plateformes du Groupe, pour optimiser le catalogue de *soft skills* et formations tertiaires et transversales du Groupe. Le chantier Compétences a été lancé en 2023 et s'est poursuivi en 2024. Ce chantier favorise le pourvoi des postes du groupe EDF et des filières de la transition énergétique (Filière Nucléaire, Filière Réseaux, Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques) avec comme objectif d'avoir « les bonnes compétences, au bon moment, au bon endroit » en réponse aux besoins issus des plans de charge. C'est l'un des quatre chantiers de transformation interne du Groupe.

Le chantier est organisé pour voir plus loin (10 ans) et agir plus largement en intégrant également les filières de la transition énergétique. Il vise à :

- anticiper les besoins en compétences et les décliner localement pour planifier stratégiquement les ressources à 10, 5 et 3 ans ;
- développer les compétences des salariés pour les avoir au bon moment et au bon endroit ;
- attirer et intégrer les compétences dont EDF a besoin au sein du Groupe et chez ses partenaires industriels ;
- s'appuyer sur le terrain pour expérimenter et industrialiser les dispositifs.

Au niveau des réalisations, le Groupe a notamment pu mettre en place les actions suivantes sur les 4 axes du chantier Compétences :

- axe 1 - Anticiper ses besoins en compétences et les décliner localement pour planifier stratégiquement ses ressources à 10, 5 et 3 ans : construction d'une vision à 10 ans pour la filière nucléaire Groupe, élaboration d'une nomenclature familles/métiers commune pour tout le domaine Nucléaire au sein du Groupe... ;
- axe 2 - Développer les compétences des salariés pour les avoir au bon moment au bon endroit : poursuite de l'optimisation de l'offre de formation et facilitation de l'accès à l'offre (catalogue unique, Powerskills), développement de communautés de pratiques et de savoirs dans le cadre du *knowledge management*, valorisation de la mobilité Groupe, évolution des offres de reconversions internes... ;
- axe 3 - Attirer et intégrer les compétences dont EDF a besoin au sein du Groupe et chez ses partenaires industriels : mise en place d'un plan de recrutement régionalisé Groupe à 3 ans, coloration de cursus du CAP au bac +5 dans les filières nucléaire et réseaux, création d'un label « métiers de la transition énergétique » en lien avec l'éducation nationale, création de titres certifiés sur des formations initiales correspondant à ses besoins, développement d'actions de promotion des métiers du Groupe, mise en place d'ambassadeurs salariés identifiés sous la bannière « EDF c'est moi », simplification du processus de recrutement et diversification des profils recrutés... ;
- axe 4 - S'appuyer sur le terrain pour expérimenter et industrialiser les dispositifs : organisation des accueils et visites d'environ 2 500 stagiaires scolaires de 3e et 2de, généralisation de démarches innovantes sur le terrain (Forindustrie...), cartographie et réponses aux AMI-CMA en régions, poursuite de l'animation des acteurs de la gestion des compétences au niveau des plaques régionales...

En déclinaison de la politique Développement des compétences Groupe France et dans le but d'accroître la standardisation et la digitalisation de l'offre tertiaire et managériale et de faciliter et d'enrichir la construction de parcours personnalisés modulaires, la sélection de fournisseurs de contenus externes a été finalisée. La plateforme de contenus de formation en libre-service EDFLEX a été interfacée avec la plateforme Powerskills du Groupe, permettant ainsi que toute l'offre digitale soit directement accessible depuis Powerskills. La généralisation de Powerskills et d'EDFLEX interviendra en 2025.

EDFLEX permet de proposer une offre de contenus riches (plus de 50 000 ressources sélectionnées par des experts) avec des formats variés (vidéos, podcasts, articles, MOOC...) et ce dans plus de 25 langues.

Le Groupe poursuit également sa démarche de Former Autrement notamment en favorisant le transfert des connaissances et du savoir-faire et promeut la mise en place de démarche de *knowledge management* (KM) et d'Organisation apprenante. Le *knowledge management* a pour finalité de faciliter l'accès à la connaissance, d'instaurer une culture de la transmission des connaissances et promouvoir la coopération entre pairs, entre experts. Il contribue ainsi à l'excellence opérationnelle (gain de temps, partage de bonnes pratiques, contribution aux objectifs de sûreté et sécurité) en servant également les enjeux propres des filières et des entités. Le *knowledge management* aide à faire face à des situations d'évolution en mettant à disposition des outils, des initiatives, des bonnes pratiques et de la méthodologie. Il soutient et vient en complément ou renforcement des actions formatives. Il permet également de préserver le capital de l'entreprise et plus particulièrement son patrimoine intellectuel.

Dans une volonté de maintien des compétences dans l'entreprise, l'accord Cadre mondial 2025-2030 sur la Responsabilité sociale du groupe EDF, signé le 27 janvier 2025 (voir la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale de l'entreprise »), intègre le fait que le Groupe favorise le transfert des connaissances et du savoir-faire intergénérationnel et promeut la mise en place de démarches de *knowledge management*.

Enfin, le Comex a décidé de mettre en place un socle commun visant à développer la culture du Groupe au périmètre monde et à le protéger sur les thématiques suivantes :

- santé & Sécurité : les 10 règles vitales & l'importance de la vigilance collective ;
- cybersécurité : se protéger du vol et de la perte de son matériel IT + Prendre soin de son identité numérique (sur les réseaux sociaux) ;
- éthique & conformité : ancrer le code de conduite « Éthique & Conformité » à travers la prévention de la corruption et du trafic d'influence.

Le suivi de ce Socle commun concerne l'ensemble des salariés du Groupe. Il sera mis en œuvre *via* la réalisation d'*e-learnings* obligatoires et disponibles dans les principales langues du Groupe.

Le groupe EDF prépare le déploiement de ce dispositif pour 2025 avec un cycle de mise à jour annuel.

3.3.2.5.2 Cibles et indicateurs relatifs à la formation et au développement des compétences

Le Groupe a investi près de 664 millions d'euros en 2024, permettant de dispenser un volume de près de 7,9 millions d'heures de formation et de professionnalisation.

Heures de formation dans le Groupe	2022	2023	2024
Nombre moyen d'heures de formation par salarié	38 h	40,5 h	41,4 h

L'augmentation de cette moyenne d'heure par salarié dans le Groupe est principalement liée à la formation des nouveaux embauchés et aux recrutements en augmentation en 2024.

Précisions sur les indicateurs

Le nombre moyen d'heures de formation par salariés est le rapport du total annuel d'heures de formation sur le nombre de salariés présents en fin d'année.

La politique formation Groupe, prévue en 2025, permettra de travailler à l'établissement d'une cible pour les prochaines publications.

3.3.2.6 Santé et Sécurité de tous

3.3.2.6.1 Actions relatives à la santé sécurité

Le socle de management de la santé sécurité

Les 10 règles vitales

Le Groupe centre son engagement sur les 10 règles vitales, identifiées dès 2014 à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé le groupe EDF sur plusieurs dizaines d'années. L'actualisation en 2024 de la politique prévention santé sécurité a été accompagnée par un réexamen des règles vitales dont la formulation a été améliorée pour tenir compte du retour d'expérience et renforcer leur application sur le terrain.

TOUS ENSEMBLE, ACTEURS DE LA VIGILANCE PARTAGÉE

Chacun d'entre nous applique strictement les **10 règles vitales** pour nous protéger collectivement des risques.

Je ne franchis jamais un balisage, y compris de tir radiographique, sans y être autorisé

Je ne travaille et je ne conduis jamais sous l'influence de l'alcool ou de drogues

J'utilise les protections (ceinture, casque…), je respecte les limitations de vitesse, je ne manipule ni téléphone ni GPS quand je conduis un véhicule

Je me protège toujours contre les chutes de hauteur, et je protège les autres des chutes d'objet

Je ne passe jamais sous une charge suspendue et je maintiens avec elle une distance de sécurité

Osons interpeller, acceptons de l'être, sachons dire **STOP** en cas de danger !

Je ne travaille que sur les équipements dont les sources d'énergie sont isolées

J'utilise toujours les protections spécifiées quand je travaille sous tension ou à proximité

Je maintiens toujours une distance de sécurité vis-à-vis des équipements ou engins en mouvement

Je porte toujours un gilet de sauvetage quand je travaille à proximité de l'eau en l'absence de protection collective

Je ne pénètre jamais dans un espace confiné sans autorisation, sans contrôle d'atmosphère et sans surveillance

LA VIE D'ABORD Aucune urgence ne justifie de prendre des risques !

Cadre de référence BEST

En application de la nouvelle politique, l'autoévaluation de leur système de management santé sécurité au regard du cadre de référence BEST, réalisées par les directions, divisions et sociétés du Groupe est désormais remplacée par une évaluation triennale enrichie par un regard de pairs. Cette évolution qui se déclinera à partir de 2025 vise à renforcer la cohérence de l'évaluation au niveau du Groupe et à permettre aux entités de bénéficier de la vision et de l'expérience de leurs homologues.

Les certifications ISO 45001/MASE ou VCA

La part des salariés appartenant à des entités dont le système de management est certifié (ISO 45001, MASE ou VCA) est de 26 % en 2024 contre 35,4 % fin 2023 et fin 2022, les entités s'appuyant de plus en plus sur le référentiel interne du Groupe (BEST).

Ce chiffre fait l'objet d'une publication sur le site internet « edf.fr » ainsi que sur celui des entités couvertes par une certification.

« Stop sécurité »

La politique santé sécurité du Groupe précise que lorsque les conditions de sécurité en lien avec les règles vitales ne sont pas réunies, un « NoGo » doit être actionné pour corriger la situation avant de démarrer. De même quand des imprévus ne permettent plus de respecter les règles de sécurité, c'est un « STOP sécurité » qu'il convient de marquer.

Par ailleurs, un évènement STOP Sécurité Groupe est organisé au sein de chaque équipe, chaque année au mois d'octobre. Cette année, il a été organisé le 17 octobre 2024. Il a permis de mettre en débat sur le terrain et dans les collectifs de travail, le sujet de la santé et de la sécurité sur le thème 2024 « Agissons tous ensemble pour notre santé et notre sécurité ».

Partage de l'analyse des « évènements à haut potentiel » (HPE)

Afin d'assurer la boucle d'amélioration continue, et d'entretenir la conscience du risque, les évènements à haut potentiel (HPE) sont collectés, analysés et partagés à l'échelle du Groupe. 80 % de ces HPE sont des presque accidents ou des situations dangereuses. Un accent particulier est mis sur ceux qui sont liés aux 10 règles vitales du Groupe.

En 2024, un critère sécurité de l'accord d'intéressement d'EDF SA a porté sur l'augmentation du ratio HPE/LTI visant à encourager la collecte des HPE sur le terrain et la réduction du nombre d'accidents avec arrêt.

Audits santé sécurité

Des audits sont menés chaque année dans l'ensemble du Groupe, notamment sous la forme de visites de chantiers. Ces visites font l'objet d'un compte rendu de visite de chantier partagé localement avec les équipes auditées.

Voir la section 3.6.1 « Engagements RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance », le paragraphe « Le référentiel du Groupe relatif aux engagements et d'exigences du Groupe en matière d'environnement, de droits humains et de santé-sécurité ».

Les troubles anxio-dépressifs et le stress

Depuis de nombreuses années le groupe EDF se mobilise pour la prévention des risques psycho sociaux pouvant générer des troubles anxio-dépressifs. Une méthode d'évaluation des risques a été définie au niveau du Groupe. Basée notamment sur l'exploitation des réponses à une vingtaine de questions de l'enquête MyEDF, elle permet d'identifier les facteurs de risques propres à chaque collectif mais aussi les facteurs de protection tels que la reconnaissance, le sens du travail, la participation à la fixation des objectifs.

Par ailleurs, un marché cadre permet de mettre à disposition des appuis externes pour développer des actions de formation, accompagner les collectifs en difficulté.

Une offre de formation est déployée à destination des managers pour les accompagner dans la réalisation d'entretiens de retour au travail à la fin de chaque arrêt de travail permettant de réaccueillir dans les meilleures conditions les salariés. La réalisation systématique de ces entretiens constitue l'une des exigences de la nouvelle politique de prévention santé sécurité.

Enfin, une plate-forme « Écoute et Soutien » permet de dialoguer, 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, en toute confidentialité, avec un psychologue par téléphone ou *via* un chat dans différentes langues. En complément l'accès à la plate-forme peut s'effectuer via une application smartphone mettant à disposition des utilisateurs des ressources et outils de sensibilisation. Cette plate-forme accessible à tous les salariés du Groupe en France est aussi ouverte aux personnes vivant au domicile des salariés et aux salariés prestataires.

Les troubles musculo-squelettiques (TMS)

La filière santé sécurité est renforcée par le recrutement, à différents niveaux de l'entreprise pour réaliser des études de poste et définir des moyens de réduire la pénibilité des activités. Au-delà des actions d'amélioration des postes de travail, une offre de formation est mise à disposition des salariés des fonctions techniques mais aussi tertiaires. Des kinésithérapeutes et ostéopathes interviennent dans plusieurs entités. Des entreprises prestataires organisent des séances d'échauffement avant la prise de travail comme c'est le cas de l'une d'entre elles sur le chantier de l'EPR2 à Penly.

Une veille des innovations disponibles sur le marché est réalisée pour identifier de nouvelles formes de travail. Plusieurs applications d'exosquelettes sont mises en place pour réduire la pénibilité des activités. Ces dispositifs d'assistance physique permettent de soulager les membres supérieurs du corps humain. Ils sont, par exemple, utilisés par des métiers comprenant des tâches de travail qui sollicitent les bras, dans des positions contraignantes, avec des outillages à porter à bout de bras. C'est le cas par exemple des activités meulage bras en l'air dans un site nucléaire en France. Dans la production hydroélectrique l'utilisation d'exosquelettes permet de diminuer les risques de blessure lors des opérations de dégrillage des prises d'eau, facilitant l'utilisation des râteaux.

La radioprotection

La mobilisation des différents acteurs permet de poursuivre la dynamique d'amélioration dans le domaine de la radioprotection et de la dosimétrie (formations et entraînements des salariés et du management, renforcement de la surveillance de la propreté des installations, améliorations des matériels à disposition des intervenants, optimisation de l'installation d'écrans de plomb, standardisation des méthodes de travail et des matériels entre sites nucléaires, renforcement de la supervision…).

Ainsi, sur la décennie écoulée, la dose collective annuelle moyenne s'établit à 0,69 homme.sievert par réacteur, en baisse de 1 % par rapport à la décennie précédente, alors que le volume moyen d'heures travaillées a augmenté de 35 % entre deux décennies. En 2024, elle est de 0,75 homme.sievert par réacteur. La dose individuelle annuelle moyenne (salariés d'EDF et partenaires industriels) reste inférieure à 1 mSv en 2024 (0,99 mSv). Elle se situe bien en dessous de la limite réglementaire fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier.

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective en continuant à diminuer les expositions aux rayonnements par des programmes pluriannuels d'assainissement des installations et par des tests de nouvelles technologies visant à réduire le terme source.

Actions santé-sécurité liées à la sous-traitance

En complément de l'intégration des critères sécurité dans les différentes étapes de contractualisation des prestations et de la prise en compte de la mieux-disante sécurité dans l'évaluation technico-économique des offres reçues lors des appels d'offres, le groupe EDF a renforcé, au travers de sa nouvelle politique Prévention Santé Sécurité adoptée en 2024, la dimension de partenariat à construire dans les entités entre les donneurs d'ordre et les intervenants. La nouvelle politique fixe l'exigence de réaliser des visites de prévention communes entre tous les acteurs permettant de partager de façon très concrète les actions de prévention à déployer sur le terrain. Par ailleurs, des représentants d'entreprises prestataires ont été associés à l'écriture de la nouvelle politique et l'actualisation des 10 règles vitales du Groupe.

Des échanges réguliers ont été conduits avec l'association MASE [1] pour l'actualisation de la charte de partenariat qui lie le groupe EDF à cette association depuis 2019, permettant de disposer d'un relais important pour l'accompagnement des entreprises, en particulier les PME et les TPE pour le développement de leur management de la santé sécurité.

Amélioration des conditions de travail

Le bien-être des personnes est un enjeu majeur de la raison d'être du Groupe. Différentes actions sont mises en œuvre pour soutenir cet engagement, en particulier la lutte contre les violences familiales et intra-conjugales (voir section 3.3.2.7.1.2) ainsi que le soutien à la parentalité et aux proches aidants (voir section 3.3.2.7.1.3). Les résultats de l'enquête annuelle MyEDF en 2024 témoignent que les salariés sont satisfaits à 88 % des conditions de santé et de sécurité au travail.

3.3.2.6.2 Cibles relatives à la santé sécurité

Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liée à la réalisation des activités, le groupe EDF retient l'indicateur **LTIR** correspondant au calcul du taux de fréquence selon les standards anglo-saxons. Cet indicateur renseigne le niveau de sécurité global des salariés du Groupe et de ses partenaires pendant l'exercice de leur activité professionnelle. Il permet au management de se centrer sur les accidents liés au travail.

L'objectif LTIR global s'établit dans une logique d'amélioration continue. La valeur retenue LTIR global < 1 en 2030 est déterminée sur la base des meilleures pratiques observées dans le Groupe : EDF UK et Framatome, mais aussi des leaders internationaux du domaine de l'énergie et du secteur Oil & Gas.

Indicateur global	Cible 2024	Cible 2030	Revue	Périmètre	2024
LTIR Salariés + prestataires	**< 1,7**	< 1	Annuelle	Groupe	1,6

(1) Lien vers le site internet de l'association MASE : mase-asso.fr

Précisions sur les indicateurs

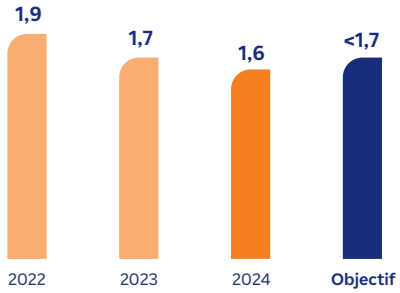
Lost Time Incident Rate (LTIR) : le taux de fréquence global du LTIR du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle (salaries et prestataires, quel que soit le niveau de sous-traitance y compris cotraitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenu au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. Il se calcule en multipliant le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle conduisant à un arrêt de travail par un million et rapporté au nombre d'heures travaillées salariés.

Indicateur clé de performance du Groupe

En 2024, le LTIR global (EDF + Prestataires) progresse avec un rapprochement de plus en plus important entre le LTIR EDF et le LTIR prestataires.

Après l'année 2020 très atypique, la valeur du LTIR global s'inscrit dans une baisse régulière depuis 2019, illustrant l'amélioration portée par le déploiement des démarches de prévention pour les salariés et les prestataires.

LTIR



3.3.2.6.3 Indicateurs relatifs à la santé sécurité

EDF continue à enregistrer des accidents mortels liés à l'activité professionnelle, conduisant à affirmer comme une priorité absolue la nécessité d'éradiquer ces évènements grâce en particulier à un renforcement de l'application des 10 règles vitales du Groupe portant sur les principaux risques métiers (électrique, levage, travail en hauteur, risque routier…).

Indicateurs Groupe	2024
Taux de salariés couverts par le système de gestion santé/sécurité (en %)	34,6 %
Nombre de décès dus à des accidents en lien direct avec l'activité professionnelle – Salariés	1
Nombre de décès dus à des maladies professionnelles – Salariés	2
Nombre de décès dus à des accidents en lien direct avec l'activité professionnelle – Prestataires	2

Indicateurs EDF SA	2024
Nombre d'accidents du travail comptabilisables – Salariés	410
Nombre d'accidents du travail comptabilisables – Prestataires	537
Taux d'accidents du travail – Salariés	4,3
Taux d'accidents du travail – Prestataire	5,9

Précisions sur les indicateurs

Un accident est considéré comme lié à l'activité professionnelle si le salarié, au moment où l'évènement se produit, est sous instruction de l'employeur ou si la survenance est due à des conditions dangereuses (biens, équipements ou tiers) dans l'enceinte de responsabilité de l'employeur (site employeur).

Le taux d'effectif des salariés couvert par le système de gestion santé/sécurité (en %) donne une information sur la certification santé sécurité (MASE, ISO 45001…) qui permet de contribuer à la maîtrise des risques santé sécurité en offrant une meilleure protection des salariés.

Le nombre de décès dus à des accidents et maladies professionnels mesure le nombre d'accidents mortels de salariés en lien direct avec l'activité professionnelle ainsi que les maladies conséquence directe de l'exposition d'un travailleur à un risque physique, chimique, biologique, ou résulte des conditions dans lesquelles il exerce son activité professionnelle.

Le nombre de décès dus à des accidents mesure le nombre d'accidents mortels de prestataires en lien direct avec l'activité professionnelle.

La latence entre l'exposition professionnelle, l'apparition de la pathologie et le décès ne permet pas d'identifier les décès dus à des maladies professionnelles des salariés sous-traitants car survenant la plupart du temps plusieurs années après l'exécution de la prestation.

L'indicateur d'accidents du travail montre le nombre et taux d'accidents de travail en service avec arrêt et sans arrêt liés à l'activité professionnelle des salariés et prestataires. Il renseigne sur les postes de travail ou les filières où les accidents sont les plus fréquents (*TRIR : Total Recordable Incident Rate*). Les accidents sans arrêt n'ayant pu être comptabilisés intégralement à la maille du Groupe, l'indicateur est présenté sur le périmètre EDF SA uniquement.

3.3.2.7 Égalité, diversité et inclusion pour tous

Conscient de sa responsabilité dans le développement de l'égalité, du respect de la diversité et des valeurs d'inclusion, le groupe EDF s'engage, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations et à soutenir la parentalité.

Dans le cadre de ses engagements Responsabilité d'entreprise, de l'accord RSE monde, de sa charte éthique et de ses accords, le groupe EDF s'engage et fixe des objectifs pour l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, mesure les progrès réalisés et déploie les actions appropriées. La politique égalité professionnelle au sein du groupe EDF porte des principes tels que l'égalité de traitement entre les femmes et les hommes tout au long de la vie professionnelle, la condamnation de tout comportement ou pratique engendrant des discriminations à l'encontre des salariés, la contribution d'EDF à l'évolution des mentalités, et la tolérance zéro en matière d'agissements sexistes et sexuels au travail.

3.3.2.7.1 Actions liées à la diversité, mixité

3.3.2.7.1.1 Actions liées à la mixité

Renforcement de l'Ambition Mixité du groupe EDF

En matière d'égalité professionnelle, le Comité exécutif a souhaité, en 2021, renforcer les ambitions mixité de l'entreprise formulées en 2019 à l'échelle du Groupe.

Cette ambition mixité Groupe se concrétise selon trois axes de travail :

- 1er axe : briser le plafond de verre, sur toutes les strates hiérarchiques et accélérer sur les dirigeants

Un objectif de féminisation à maille Groupe a été fixé en 2021, commun sur l'ensemble des strates hiérarchiques : 33 % en 2026 et entre 36 % et 40 % en 2030, avec un objectif renforcé de 40 % de femmes parmi les dirigeants du Groupe à fin 2030.

- 2e axe : faire naître des vocations pour les professions techniques et métiers du digital

Le groupe EDF souhaite développer la mixité dans les sciences, le numérique et l'innovation, notamment en poursuivant la sensibilisation des jeunes filles aux métiers scientifiques, techniques et du numérique pour les encourager à embrasser des carrières dans les métiers du digital et en intégrant mieux la mixité dans les dispositifs d'innovation du Groupe (Écosystème Pulse, Parlons Énergies, Dispositif Y). Chaque entité concernée développe un programme d'inclusion de jeunes femmes dans les STEM (*Science, Technology Engineering, Mathematics).*

- 3e axe : garantir une communication non sexiste, faisant la promotion de représentations femmes/hommes équilibrées

Le groupe EDF veut développer la mixité dans la représentation interne et externe du Groupe, notamment en encourageant la participation des femmes dans les interventions publiques du Groupe.

Pilotage et contrôles de l'égalité salariale femme/homme à EDF : l'index de l'égalité F/H

L'index de l'égalité femmes-hommes doit être calculé par les entreprises de plus de 50 salariés est publié annuellement avant le 1er mars. Les entreprises ont bénéficié d'un délai de 3 ans pour atteindre le seuil de 75 points sur 100 après la première publication de leur index. Dorénavant et depuis l'adoption de la loi Rixain, en deçà de 85 points, elles doivent mettre en place des actions correctives et notamment une enveloppe de rattrapage salarial en faveur des femmes.

Les entreprises sont donc contraintes à une obligation de résultat et non plus de moyens.

Index de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes (1)

	Publié en 2022 au titre de 2021	Publié en 2023 au titre de 2022	Publié en 2024 au titre de 2023
Index de l'égalité professionnelle femmes/hommes (EDF) (1)	90/100	90/100	95/100

(1) Publication de l'index avant le 1er mars N+ 1 au titre de l'année N.

EDF publie en 2024, une performance de 95 points sur 100 sur cet index.

Avec ce score en progression, EDF confirme sa bonne dynamique en matière de mixité et d'égalité F/H. Depuis 5 ans, l'entreprise n'a jamais publié un index inférieur à 90 points.

Par ailleurs, le Groupe poursuit ses actions de sensibilisation des managers et de la filière Ressources Humaines sur la déconstruction des stéréotypes de genre.

Une attention est portée à la diversification du *sourcing* pour favoriser des recrutements de salariés divers et enrichir les collectifs de travail. Pour ce faire, des formations « recruter sans discriminer » sont mises à disposition de tous les salariés en charge du recrutement.

Voir la section 3.3.2.4.1.4 « Recruter les talents nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique », concernant la féminisation des recrutements externes.

De même, des accompagnements sont mis en place dans les Comités de Direction afin de les sensibiliser aux biais cognitifs, aux stéréotypes de genre et au management inclusif. L'intégration des sujets de mixité aux projets managériaux d'entités est engagée.

Mixité du Conseil d'administration

Le taux de femmes en Conseil d'administration est conforme au seuil légal. Les Comités en charge des rémunérations, des nominations et de la gouvernance, de responsabilité d'entreprise, des risques et de l'audit sont présidés par des femmes (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

3.3.2.7.1.2 Actions liées à la lutte contre le sexisme et les violences

Lutter contre le sexisme et les violences

Le groupe EDF est convaincu que la performance de l'entreprise passe par le respect de la dignité des personnes à tous les niveaux et s'engage à combattre toutes les formes de violence au travail et de harcèlement et à lutter contre le sexisme au travail. Le Groupe porte une tolérance zéro à l'égard du harcèlement sexuel. Chaque salarié, quel que soit son niveau de responsabilité, doit pouvoir se sentir concerné, respecté et protégé.

Au sein d'EDF, un numéro vert d'écoute et de conseil ouvert à toutes les questions de harcèlement ou de discriminations est disponible 7j/7 pour l'ensemble des salariés de l'entreprise. Une équipe d'appui dotée de compétences internes et externes intervient notamment dans le cadre d'investigations diligentées en cas d'alertes. Le groupe EDF affirme une tolérance zéro face à toute forme de violence au travail.

EDF a mis en œuvre une action favorisant le dialogue salarié sur la mixité et l'évolution des mentalités : « Parlons Mixité », dont les objectifs sont de :

- dialoguer en direct avec les salariés sur la mixité et l'égalité F/H ;
- recueillir les perceptions des salariés sur la réalité et l'efficacité des actions menées dans leur quotidien de travail ;
- faire émerger des signaux faibles et des priorités d'actions à l'aide de l'intelligence collective.

EDF a créé un nouvel outil de sensibilisation : le « STOP aux violences sexistes et sexuelles », librement inspiré du « violentomètre (1) » du Centre Hubertine Auclert, mais adapté aux violences au travail.

(1) www.centre-hubertine-auclert.fr/egalitheque/publication/le-violentometre

STOP AUX VIOLENCES SEXISTES ET SEXUELLES AU TRAVAIL

CET OUTIL S'ADRESSE À TOUS LES SALARIÉS, FEMMES ET HOMMES. En 2021, plus de 2 femmes sur 5 déclarent avoir vécu une situation de violences sexistes ou sexuelles au travail, pour 1 homme sur 7*.

** Source : service statistique ministériel de la sécurité intérieure, Enquête Genèse 2021, novembre 2022.*

Lutte contre les violences conjugales et intrafamiliales : un dispositif de soutien, sensibilisation et prise en charge des victimes

Le sujet des violences conjugales a été pour la première fois embarqué dans l'Accord Égalité Professionnelle d'EDF SA en 2017 puis repris dans le nouvel accord 2021. Il est désormais également intégré dans les accords Égalité Professionnelle des entreprises Enedis (2021), EDF Renouvelables (2023), RTE (2020). Il a pris une dimension branche avec l'accord Égalité Professionnelle de la Branche professionnelle des IEG (2024).

Au sein d'EDF, la mise en œuvre opérationnelle de ces dispositifs a été réalisée en partenariat avec les équipes médico-sociales de l'entreprise et l'association « FIT, une femme un toit » notamment. En 2024, EDF a de nouveau pris en charge, accompagné, soutenu et orienté 164 salariés victimes de violences domestiques, soit plus de 817 salariés accompagnés entre 2019 et 2024.

Des actions et dispositifs déployés largement à EDF

Pour porter et déployer ses actions et dispositifs, EDF s'appuie sur un réseau de correspondants RH dans l'entreprise, qui permet de déployer plus efficacement les enjeux d'égalité professionnelle F/H, en les adaptant à des environnements professionnels très distincts selon les métiers et territoires, tout en proposant des actions de sensibilisation et de formation déclinées pour l'ensemble des parties prenantes (salariés, managers, RH, Instances représentatives du personnel, etc.).

EDF participe tous les 2 ans au Baromètre Sexisme, en partenariat avec les autres organisations membres de StOpE et avec l'institut de sondage BVA pour évaluer les perceptions des violences sexistes et sexuelles au travail.

Pour permettre de garantir des environnements de travail sains et sûrs en favorisant l'inclusion de toutes les diversités, EDF a mis en place des référents agissements sexistes et harcèlement sexuel et des formations spécifiques. EDF utilise des outils innovants comme la réalité virtuelle et des *micro-learnings* pour sensibiliser largement ses salariés.

3.3.2.7.1.3 Soutien à la parentalité et aux proches aidants

La thématique du soutien à la parentalité et aux proches aidants est partie intégrante de la législation française et est appliquée au périmètre du Groupe en France.

Pour les sociétés du Groupe relevant des IEG, le groupe EDF renforce ses dispositifs de soutien à la parentalité et aux aidants familiaux dans la suite de l'accord de branche « Droits familiaux » du 15 décembre 2017 :

- nouveaux droits pour les aidants familiaux (accès à une plateforme de conseils et services, complément de rémunération sur les 3 congés proches aidants pour aider un proche handicapé ou en perte d'autonomie) ;
- création d'un congé parent ouvert aux femmes comme aux hommes intégrant les différents formats des familles contemporaines, dont les familles monoparentales et parents d'enfants en situation de handicap ;
- allongement possible du congé de paternité et d'accueil de l'enfant pour les parents qui le souhaitent en convertissant une partie de la prime de naissance en jours (avec un minimum de base de 5 semaines de congé paternité et de 16 semaines de congé maternité) ;
- aide financière aux frais d'études des enfants ;
- dispositif de CESU préfinancé à hauteur de 80 % par l'entreprise pour les parents d'enfants de moins de 12 ans et renforcé pour les parents isolés ou les parents d'enfants en situation de handicap.

En soutien aux femmes allaitantes, ces dernières disposent d'une autorisation d'absence rémunérée à hauteur d'une heure par jour (non proratisée en fonction du temps de travail), pendant une année à compter du jour de la naissance de l'enfant.

Le Groupe s'engage sur l'égalité des chances dans les parcours professionnels pour toutes et tous à travers plusieurs types d'actions : à EDF, l'égal accès à la formation et à la formation promotionnelle se traduit par la prise en charge des frais de garde d'enfant supplémentaires consécutifs à une formation longue ou nécessitant un déplacement.

3.3.2.7.1.4 Ancrage handicap, un engagement de longue date

EDF figure parmi les premières grandes entreprises françaises impliquées dans l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, et s'engage bien au-delà des cadres légaux. Le 12e accord EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'inclusion professionnelle des personnes en situation de handicap a été signé le 11 janvier 2023 et porte sur la période 2023-2025.

Au niveau sportif, cet engagement se traduit depuis 1992 par le partenariat avec la Fédération française handisport. EDF a été également partenaire des Jeux paralympiques de Paris 2024.

Le groupe EDF a pour ambition d'ouvrir ses portes à toutes les compétences et à toutes les énergies, sans exclusion. Ainsi, le Groupe facilite l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap dans ses entités. Au sein du Groupe, ce nombre atteint 8 096 salariés à fin 2024, en forte augmentation par rapport à 2023. En particulier, EDF emploie, en 2024, 2 997 salariés en situation de handicap (4,4 % de ses effectifs au 31/12/2024).

Au périmètre groupe	2022	2023	2024
Nombre d'employés en situation de handicap	6 791	7 054	8 096
% d'employés en situation de handicap	4,0 %	3.9 %	4,2 %

Précisions sur les indicateurs

L'indicateur Taux de salariés en situation de handicap est défini de la manière suivante :

- c'est le ratio des indicateurs Nombre de salariés en situation de handicap et Effectif fin de période ;
- il se rapporte à des effectifs fin de période (au 31 décembre de l'année) ;
- ce ratio est disponible pour les entreprises du Groupe à la maille monde.

EDF porte une attention particulière à l'intégration et à la qualité de vie de ses salariés en situation de handicap. L'une des actions phare de l'accord 2023-2025 a été la reconduction de l'Enquête qualité de vie au travail. Cette enquête, déjà réalisée pour la première fois en 2021, a porté en 2024 sur 2 584 salariés en situation de handicap à EDF et a bénéficié d'un taux de participation de 72 %, une progression de 6 points par rapport à 2021. Comme en 2021, les résultats mettent en évidence le ressenti généralement positif concernant la qualité d'intégration dans l'entreprise (74 % des salariés se disent satisfaits) et la satisfaction au travail (78 %, +4 points par rapport à 2021), EDF travaille à améliorer les possibilités de parcours professionnel pour les salariés en situation de handicap avec l'ambition de permettre une réelle égalité des chances et de prévenir toute forme de discrimination.

3.3.2.7.2 Cible et indicateur relatifs à la diversité, mixité

3.3.2.7.2.1 Obligations issues de la loi Rixain : taux de femmes parmi les cadres dirigeants

La loi n° 2021-1774 du 24 décembre 2021, dite loi « Rixain », complétée par le décret n° 2022-680 du 26 avril 2022, fixe à toutes les entreprises de plus de 1 000 salariés l'obligation d'atteindre le quota de 30 % de femmes parmi les cadres dirigeants et les membres des instances dirigeantes(1) à compter du 1er mars 2026, ce chiffre étant porté à 40 % à compter du 1er mars 2029.

Ces obligations concernent toutes les entreprises d'au moins 1 000 salariés pour le 3e exercice consécutif. Ainsi, elles seront applicables à EDF SA, ainsi qu'aux filiales françaises du Groupe concernées.

L'ambition Groupe sur la mixité des dirigeants a été revue dans la même dynamique que la loi Rixain : il a été décidé d'élargir au périmètre Groupe la cible de 40 % de femmes parmi les dirigeants à fin 2030, ce qui est une cible encore plus ambitieuse.

Le groupe EDF a fixé la cible suivante concernant la mixité :

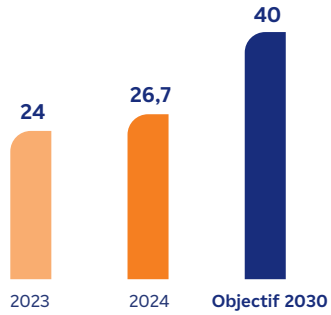
Enjeu de durabilité	Cible	Référence	Revue	Périmètre	2023	2024
Mixité	40 % de femmes parmi les dirigeants du Groupe à fin 2030	Validation Comex en 2024	Annuelle	Groupe	24 %*	26,7 %

* *Le périmètre de calcul de l'indicateur de mixité, qui n'intégrait notamment que partiellement les dirigeants des filiales EDISON et Framatome a été complété en 2024.*

(1) Les instances dirigeantes de la Société sont définies comme le Comité exécutif d'EDF.

Au 31 décembre 2024, le groupe EDF compte 304 femmes dirigeantes, soit 26,7 % de femmes parmi les dirigeants du Groupe (contre 24 % à fin 2023), témoignant d'une progression de la mixité des dirigeants chez EDF SA, mais également portée par les filiales du groupe en France et à l'étranger)

Femmes parmi les dirigeants du Groupe



La diversité, et notamment la mixité, des populations dirigeantes et futures dirigeantes sont des leviers essentiels de la transformation du Groupe. Ainsi, au-delà des échéances de la loi Rixain en France, le groupe EDF s'est donné pour objectif d'atteindre 40 % de femmes parmi l'ensemble des dirigeants du Groupe, y compris l'ensemble de ses filiales à l'étranger. Cette cible est particulièrement ambitieuse en termes de temporalité, en particulier pour un groupe industriel qui ne dispose pas à court terme d'un vivier suffisant pour atteindre rapidement 40 % de femmes au niveau des dirigeants. Les nombreuses actions en faveur de la mixité (voir la section 3.3.2.7.1.1 « Actions liées à la mixité ») permettent cependant d'augmenter progressivement le pourcentage de femmes dans l'entreprise.

En conséquence, le groupe EDF a, en parallèle, redynamisé depuis 2023 son plan d'action en faveur de la mixité des dirigeants, afin de répondre à cet enjeu spécifique.

L'objectif est d'accélérer l'augmentation de la part des femmes parmi les dirigeants en travaillant sur les différentes étapes de la gestion de carrière qui peuvent mener à ce parcours, d'agir sur les leviers directs (promotions internes et recrutements externes de femmes dirigeantes) et de mobiliser les dirigeants sur cet objectif (critère de performance dans les bonus et interventions en Comités de direction). Les actions suivantes ont notamment été réalisées ou renforcées en 2024 :

- la responsabilisation plus forte des dirigeants dans cette dynamique avec l'intégration en 2024 d'un nouveau critère de performance mixité dans les bonus des dirigeants du Groupe, en complément au critère existant dans le plan de rémunération long terme ;
- le renforcement de l'exigence de mixité dans les candidatures internes aux postes de dirigeants dans les instances de nomination ;
- la mise en place d'un Comité carrière annuel (*People Review*) dédié aux femmes, notamment des potentielles futures femmes dirigeantes ;
- le renforcement et l'élargissement des accompagnements spécifiques aux futures femmes dirigeantes déjà existants (mentoring, coaching, codéveloppement, révélation du *leadership*) ;
- la mise en place d'accompagnements et de mobilisation des Comités de direction, par la prise de conscience des biais cognitifs et de la nécessité de mettre en place un management inclusif, permettant l'intégration des sujets de mixité aux projets managériaux d'entités ;
- le *sourcing* de femmes dirigeantes ou futures dirigeantes à l'extérieur de l'entreprise pour accroître encore la représentation des femmes dans le vivier.

En complément de ces actions, une transformation structurelle, de plus long terme, est en cours pour le talent management de l'entreprise : le déploiement dès 2025 d'un nouveau dispositif de développement du *leadership*, de détection et d'accompagnement des *futurs leaders* de l'entreprise ; dispositif qui sera à la fois accessible à un plus grand nombre de cadres, dans une volonté de plus grande inclusion, mais aussi plus attractif pour les jeunes générations, avec pour objectif de développer à terme une population de dirigeants plus diverse et plus mixte.

En ce qui concerne les résultats en matière de mixité, on compte, au 31 décembre 2024, 31,4 % de femmes parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités d'EDF SA, contre 30,6 % au 31 décembre 2023, soit + 0,8 pt par rapport à 2023.

3.3.2.7.2.2 Autres indicateurs liés à la diversité, mixité

3.3.2.7.2.2.1. Effectifs par genre et par pays

Détail des effectifs salariés par genre et par pays dans lesquels le Groupe compte 50 salariés ou plus représentant au moins 10 % de son nombre total de salariés

En nombre de salariés par genre et par pays	Hommes	Femmes	Autre	Non déterminé
France	111 256	39 877	0	2
Royaume-Uni	13 218	5 858	0	89

Précisions sur les indicateurs

L'indicateur de répartition par genre et par pays comptabilise les effectifs physiques fin de période (au 31/12 de l'année).

3.3.2.7.2.2.2. Effectifs par âge

Détail des effectifs salariés par tranche d'âge

Salariés par tranche d'âge en nombre et %	2024
Salariés de moins de 30 ans	32 664 (17 %)
Salariés de 30 à 50 ans	105 887 (55 %)
Salariés de 50 ans et plus	52 893 (28 %)

Précisions sur les indicateurs

Les indicateurs de répartition par âge de l'effectif du Groupe sont définis de la manière suivante :

- selon 3 catégories d'âge : moins de 30 ans, entre 30 et 50 ans, 50 ans et plus ;
- l'effectif comptabilisé est l'effectif physique fin de période (au 31 décembre de l'année) ;
- cet effectif est comptabilisé par entreprise du Groupe, à la maille monde.

La répartition des effectifs apparaît équilibrée et cohérente avec les besoins de compétences à moyen terme, résultat de la stratégie de l'emploi du groupe EDF. La proportion des salariés de moins de 30 ans (17 %) résulte de la volonté du Groupe d'intégrer des jeunes diplômés issus de l'alternance ou de stages de fin d'études.

3.3.2.7.2.2.3. Rémunération

Écart de rémunération	2024
% d'écart de rémunération entre les femmes et les hommes	1,8 %

Précisions sur les indicateurs

L'écart de rémunération entre les femmes et les hommes désigne la différence de niveau moyen de rémunération entre les salariés hommes et femmes, exprimée en pourcentage du niveau de rémunération moyen des travailleurs hommes.

Le périmètre matériel pris en compte pour le calcul de l'indicateur ci-dessus est l'ensemble des salariés, des principales sociétés du groupe EDF en France (à savoir EDF SA France, Enedis, Framatome France, et Dalkia France) et au Royaume-Uni (à savoir EDF Energy), soit environ 153 670 salariés à fin 2024, ce qui représente plus de 80 % des effectifs du Groupe dans le monde. Les rémunérations prises en compte comprennent le salaire de base, l'ensemble des prestations en espèce et en nature versées.

3.3.3 ESRS S2 - Travailleurs de la chaîne de valeur

Les engagements du Groupe en matière de droits humains (voir la section 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains ») s'appliquent à l'ensemble des travailleurs des activités et des relations d'affaires du Groupe lorsque leurs activités sont rattachées à cette relation. En conséquence, les différentes entités du Groupe veillent au respect de ces engagements dans leurs relations d'affaires avec leurs fournisseurs et sous-traitants au sein de leurs activités ou dans les projets développés par le Groupe.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les impacts et risques suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Droits humains [1] (*cf.* section 3.3.3 dans son ensemble)	Atteintes aux droits des travailleurs	Les chaînes de valeurs amont et les activités de construction et d'exploitation peuvent engendrer des conditions de travail détériorées et porter atteinte aux droits des travailleurs de la chaîne de valeur. Ces impacts sont ciblés autour de certaines activités : construction, chaîne amont gaz naturel, biomasse, panneaux solaires et batteries.	Court et moyen terme
	Discrimination	Le cadre professionnel peut être à l'origine d'évènements de discrimination portant atteinte aux droits et libertés des individus concernés (ex. incidents, harcèlement, inégalités de salaires).	Moyen et long terme
Santé et sécurité de tous (*cf.* section 3.3.3 dans son ensemble)	Santé et sécurité de tous (transverse aux normes S)	Les activités et éventuels accidents/incidents, dont ceux en lien avec la sûreté, sur toute la chaîne de valeur peuvent affecter la santé et la sécurité des sous-traitants (ex. produits chimiques, rayonnements ionisants, troubles musculosquelettiques et troubles anxio-dépressifs).	Court, moyen et long terme

(1) Voir l'annexe pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Droits humains [1] (*cf.* section 3.3.3 dans son ensemble)	Risques liés aux droits humains	Les risques de violations des droits humains en amont des activités du Groupe peuvent mener à des conséquences financières, juridiques et réputationnelles.
Santé et sécurité de tous (*cf.* section 3.3.3 dans son ensemble)	Accidents/incidents de santé et sécurité	Les accidents/incidents du travail des sous-traitants contribuant à la construction, l'exploitation et la maintenance des infrastructures peuvent perturber le bon fonctionnement de la production et entraîner une hausse des coûts opérationnels et dépenses extraordinaires.

(1) Voir l'annexe pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

La production, le transport et la distribution d'énergie peuvent avoir des conséquences diverses pour les travailleurs de la chaîne de valeur du Groupe. Les enjeux peuvent se matérialiser par des violations des droits humains ou des conditions dangereuses de travail, et peuvent entraîner des conséquences néfastes pour les travailleurs et leur santé, ainsi que des risques financiers, légaux et de réputation pour le Groupe. L'aggravation des conditions climatiques telles que la chaleur et la sécheresse peuvent également aggraver les conditions de travail. En outre, les opérations d'extraction d'uranium en amont des activités du Groupe peuvent poser des risques pour la santé en raison de l'exposition aux radiations et à l'utilisation de produits chimiques. L'égalité de rémunération et une protection sociale adéquate sont également des enjeux importants pour les travailleurs. Enfin, la présence en zones de conflit et de régimes non démocratiques peut exposer les travailleurs et les sous-traitants à des risques pour leur sécurité, leur santé et leurs droits fondamentaux.

Le référentiel publié en 2021 par le groupe EDF rassemble les exigences fondamentales du Groupe vis-à-vis de ses relations d'affaires, en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires. Les engagements droits humains du groupe EDF ont été approuvés et signés par le Président-Directeur Général (voir la section 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains »).

La notion de relation d'affaires inclut les fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, ainsi que les partenaires dans les projets.

Les travailleurs de la chaîne de valeur incluent les salariés des fournisseurs et prestataires, de la chaîne de valeur amont et aval du Groupe.

Le Groupe veille également au respect des droits des populations vulnérables. La vulnérabilité s'apprécie *in concreto* et dépend des circonstances particulières de l'activité. Elles peuvent être dans une situation de vulnérabilité en raison de leur genre de leur âge, de leur handicap, de leurs responsabilités familiales, de leur statut social ou culturel, de leur appartenance à une minorité, de leur orientation sexuelle ou identité de genre. Les travailleurs migrants, les travailleurs peu qualifiés, les travailleurs temporaires, les travailleurs informels, non représentés par des syndicats, sont plus exposés à des mauvaises conditions de travail.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels.

Le Groupe considère les intérêts, points de vue et droits de ses travailleurs de la chaîne de valeur, y compris le respect des droits humains dans la détermination de sa stratégie et de son modèle économique, notamment *via* son processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur (voir la section « Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur »).

Des impacts négatifs réels ou potentiels sur les travailleurs de la chaîne de valeur ont été identifiés comme issus des activités de la chaîne de valeur et sont donc liés à la stratégie et au modèle économique du Groupe. Deux risques matériels sont identifiés, à savoir le risque d'atteinte aux droits humains (travail des enfants, travail forcé, conditions de travail indécentes) et le risque d'accidents et incidents de santé et sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur, du fait des activités habituelles du Groupe, mais également *via* la dégradation des conditions de travail du fait des augmentations des vagues de chaleur et de sécheresse. Il est à noter que ces risques peuvent se matérialiser selon une matérialité financière variable selon les géographies, notamment en lien avec l'exposition aux vagues de chaleur et de sécheresse ou l'exposition aux risques de droits humains.

Dans le cadre de l'identification des impacts, risques et opportunités matériels en lien avec les travailleurs de la chaîne de valeur, le Groupe a inclus l'ensemble des travailleurs de la chaîne de valeur sur lesquels le Groupe est susceptible d'avoir des impacts matériels. Les impacts peuvent ainsi affecter les travailleurs de la chaîne de valeur dans les cas de figure suivants :

- la majorité des impacts négatifs identifiés sur les travailleurs de la chaîne de valeur peuvent se matérialiser pour les travailleurs de la chaîne de valeur situés en amont des activités du Groupe. Ces impacts peuvent particulièrement affecter certains profils de travailleurs tels que les travailleurs syndiqués, les femmes, ou les travailleurs dans certaines zones géographies particulièrement exposés à certains risques ;
- les travailleurs présents sur les sites du groupe EDF dans le cadre des activités de construction, d'exploitation, de maintenance et de déconstruction des infrastructures de production d'électricité, qui ne font pas partie du personnel du Groupe, peuvent être concernés par des impacts négatifs notamment liés à leur santé et sécurité. Des impacts pour cette catégorie de travailleurs de la chaîne de valeur sont particulièrement saillants dans certaines zones géographies ou pour les travailleurs migrants ;
- un impact a été identifié, pouvant affecter la santé et sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur situés en aval des activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe, du fait de la gestion des déchets issus de la filière.

Des impacts matériels potentiels de travail des enfants ou de travail forcé ont été identifiés dans la chaîne de valeur, notamment dans :

- les chaînes de fournisseurs de matériels ou de prestations, notamment dans les zones géographiques hors Europe, Amérique du Nord et Australie ;
- la chaîne de fournisseurs des filières renouvelables du groupe EDF, en particulier les chaînes de fabrication des panneaux solaires et des batteries, dans certaines zones de fabrication et d'extraction des minerais, notamment en Asie ;
- la construction des infrastructures de production d'électricité du Groupe en particulier dans les pays du Golfe et en Asie du Sud Est.

Parmi les impacts négatifs identifiés, certains sont des impacts liés à des incidents ponctuels propres aux activités du Groupe ou à une relation d'affaires en particulier, par exemple les impacts sur la santé et sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur liés à des aléas ou accidents d'exploitation liés aux installations du Groupe. D'autres impacts négatifs sont des impacts étendus ou systémiques dans les contextes où EDF opère ou s'approvisionne ou dans ses relations d'affaires, par exemple les impacts potentiels de travail forcé dans la fabrication ou extraction de minerais pour la chaîne de fabrication des panneaux solaires et des batteries, notamment en Asie, ou encore la présence de sous-traitants en zone de conflits ou dans des régimes non démocratiques.

Le Groupe a identifié la manière dont les travailleurs de la chaîne de valeur présentant des caractéristiques particulières (ceux qui travaillent dans des contextes particuliers ou exercent des activités particulières) peuvent être exposés davantage à un risque de préjudice, par exemple les travailleurs migrants, ou les travailleurs résidant dans des zones de conflit ou de régimes non démocratiques. L'identification de ces communautés a été réalisée *via* la revue documentaire et *via* l'avis d'experts internes et externes.

À l'issue de son analyse de double matérialité, le Groupe n'a pas identifié d'impacts positifs matériels pour les travailleurs de la chaîne de valeur.

3.3.3.1 Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur

3.3.3.1.1 Engagements en matière de droits humains

Les engagements du groupe EDF en matière de droits humains, auprès des travailleurs de la chaîne de valeur sont explicités dans la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ». Ces engagements sont mis à disposition des travailleurs de la chaîne de valeur *via* le site internet edf.fr (voir notamment l'espace dédié aux fournisseurs[1]).

Concernant les engagements pris par EDF en matière de santé et sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur, voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ».

Ces deux politiques couvrent les Impacts, Risques et Opportunités (IRO) présentés ci-dessus (voir la section 3.3.3 « ESRS S2 - Travailleurs de la chaîne de valeur »).

Les mesures visant à remédier et/ou à permettre de remédier aux impacts négatifs sur les droits humains, ou à faciliter leur réparation, sont détaillées dans les processus et actions ci-dessous spécifiquement conçus pour prévenir ou corriger ces impacts dans la chaîne de valeur du Groupe.

3.3.3.1.2 Politique fournisseurs

La politique fournisseurs groupe EDF met l'accent sur l'engagement du Groupe à maintenir un partenariat performant et durable avec ses fournisseurs. Elle décline la raison d'être du Groupe et les engagements RSE sous l'angle des achats responsables, incluant en particulier les engagements du Groupe relatifs aux droits humains, du recours au Secteur du Travail Adapté et Protégé et des Structures l'Insertion par l'Activité Économique, de l'ancrage territorial et de la sensibilisation des fournisseurs.

La démarche d'achats responsables demeure un pilier de cette politique avec l'inclusion systématique de clauses en matière de santé/sécurité, environnementale, sociale et de droits humains dans les marchés.

Charte « Relations fournisseurs et achats responsables »

EDF est l'un des premiers signataires de la charte de responsabilité sociétale d'entreprise. L'objectif de cette charte est de faire évoluer les relations entre clients et fournisseurs, afin de construire, dans un cadre de confiance réciproque, une relation durable et équilibrée entre ces derniers. La charte se fonde sur des engagements dont l'intégration des problématiques environnementales et sociétales dans les achats, dont les droits humains.

Cette charte est accompagnée d'un processus de labellisation selon le référentiel de label RFAR (Relations fournisseurs et achats responsables). Obtenu pour la première fois en 2015 et renouvelé en 2024 pour trois ans, ce label français, adossé à la norme ISO 20400, distingue les entreprises entretenant des relations durables et équilibrées avec leurs fournisseurs et valide en particulier : l'alignement des pratiques sur la stratégie RSE de l'entreprise, la diligence de l'organisation à contrôler la mise en œuvre effective des engagements RSE (incluant les droits humains) affichés et la qualité des outils de mesure et de pilotage de la démarche d'achats responsables ainsi que les plans d'amélioration qui y sont rattachés.

(1) www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/fournisseurs

Charte RSE entre EDF et ses fournisseurs

Les engagements réciproques entre EDF et ses fournisseurs en matière de responsabilité sociale sont inscrits dans la charte de responsabilité sociale et environnementale, pièce contractuelle du marché. Mise à jour en 2023, elle se réfère à la raison d'être du Groupe et aux engagements pris par le Groupe en matière de RSE, et renforce la prise en compte du devoir de vigilance.

Par cette charte, le fournisseur s'engage à respecter les conventions de l'Organisation Internationale du Travail (OIT), les principes du Pacte Mondial des Nations Unies, les Principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme des Nations Unies (UNGP) et les Principes directeurs à l'intention des entreprises multinationales de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). Il doit tout mettre en œuvre pour en assurer l'application directement et par l'intermédiaire de ses sous-traitants, en particulier dans les domaines du respect de la loi, de la santé et de la sécurité des salariés, du comportement éthique avec les clients et du respect de l'environnement.

Cette charte a été déployée en 2023 auprès des fournisseurs d'EDF et Dalkia.

Cette charte est disponible sur le site internet d'EDF [1]. Une charte équivalente est déployée chez Framatome.

Code de conduite à l'égard des acteurs du processus de contractualisation

La Direction des achats Groupe diffuse un « code de bonne conduite des acteurs du processus de contractualisation ».

Il rappelle les règles simples et incontournables qui régissent les relations du Groupe avec ses fournisseurs fondées sur les grands textes internationaux en matière de droits humains (la déclaration des droits de l'Homme, les conventions de l'OIT…).

Ce code est disponible sur le site internet d'EDF [2].

Dans les autres sociétés du Groupe

Quand elles ne déclinent pas directement les dispositifs décrits précédemment, les grandes directions ou grandes filiales ont des engagements équivalents adaptés à leurs spécificités industrielles ou géographiques.

Ainsi, au Royaume-Uni, par le biais du manuel des exigences du fournisseur en matière de RSE et d'éthique d'EDF au Royaume-Uni, EDF exige de ses partenaires de la chaîne d'approvisionnement qu'ils respectent les mêmes normes élevées en matière de durabilité, de responsabilité et de conduite éthique que celles qu'il exige de ses propres employés et de ses activités commerciales. EDF exige de tous ses fournisseurs qu'ils respectent les droits fondamentaux en matière d'emploi, tels que définis dans la Déclaration universelle des droits de l'homme (DUDH), les conventions de l'Organisation internationale du travail (OIT) et le Pacte mondial des Nations Unies (PMNU).

Les fournisseurs doivent également mettre en œuvre des mesures robustes pour éliminer toute forme de travail des enfants ou d'esclavage, publier une déclaration annuelle sur l'esclavage moderne, le cas échéant, et se conformer à la législation sur le salaire minimum dans les pays où ils opèrent. Au Royaume-Uni, EDF dispose d'une déclaration sur l'esclavage moderne couvrant l'ensemble de ses employés et de ses achats. Cette déclaration, conforme au *Modern Slavery Act*, est publiée sur son site Internet. EDF au Royaume-Uni a également contribué au registre des déclarations de cette législation.

3.3.3.2 Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur

L'Accord Responsabilité sociale et environnementale Monde

L'ensemble des salariés et sous-traitants du Groupe sont couverts par les dispositions de cet accord collectif et les filiales du Groupe portent cet accord dans une logique de progrès (voir la section 3.3.2.1.1, « La responsabilité sociale de l'entreprise », le paragraphe « L'accord-cadre mondial Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF »). Pour plus de détails sur le dialogue social, voir la section 3.3.2.2.1 « Dialogue social ».

L'accord sous-traitance responsable

La politique de sous-traitance d'EDF est articulée autour de trois axes majeurs : donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ; faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques et social ; développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, à l'appui du nouvel accord mondial RSE du Groupe signé le 27 janvier 2025, ainsi que de l'accord sur la « Sous-Traitance Socialement Responsable » signé le 19 octobre 2006.

Le Groupe peut être amené à recourir à des sous-traitants employant des personnes avec un contrat de travail d'un autre pays que celui d'intervention. Dans ce cas, une vigilance particulière est exercée sur les droits humains, les conditions de travail, les conditions de logement et la santé sécurité de ces salariés. Le groupe EDF met en place un plan de vigilance comprenant une cartographie des risques identifiés chez ses fournisseurs et sous-traitants, leur évaluation et les mesures prises pour les prévenir. Une gouvernance RSE est organisée à tous les niveaux du Groupe : Conseil d'administration, Comex et de manière consultative un Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF. Le suivi des engagements de l'Accord RSE est réalisé par le comité mondial RSE. Concernant EDF, un comité de suivi de l'accord de sous-traitance socialement responsable, composé des organisations syndicales signataires, se réunit deux fois par an.

Échanges avec des parties prenantes externes spécialistes des droits humains

De manière constante, le Groupe poursuit des discussions ouvertes avec différents acteurs de la société civile spécialistes des droits humains (associations, personnalités), en lien avec les travailleurs de la chaîne de valeur, qui souhaitent entretenir un dialogue, afin de nourrir et faire progresser ses pratiques.

Par ailleurs, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH), EDF a participé à des rencontres avec d'autres entreprises, des juristes, des ONG et des fédérations syndicales en vue d'échanger de façon ouverte sur les attentes des parties prenantes, les pratiques des autres entreprises et d'améliorer la prise en compte des droits humains dans les activités du Groupe.

Depuis 2022, des personnalités spécialistes des droits humains et des liens avec la finance auprès des Nations Unies ou encore des emplois verts à l'Organisation Internationale du Travail (OIT) sont membres du Conseil de Parties Prenantes du Groupe afin de mieux intégrer ces expertises au sein de cette instance, co-présidé par le Président d'EDF et par Cécile Renouard (voir la section 3.1.3.2.1 « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe »).

(1) www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_charte-fournisseurs_2023_fr.pdf
(2) www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-03/edf_guide_bonne_conduite_pdf_web_251115.pdf

3.3.3.3 Procédures de réparation et canaux permettant aux travailleurs de la chaîne de valeur de faire part de leurs préoccupations

Médiateur d'entreprise

Le groupe EDF dispose d'un médiateur d'entreprise depuis 2010 qui peut être saisi directement et gratuitement par les fournisseurs. La saisine du médiateur peut être réalisée soit *via* son site Internet [1], soit par voie postale [2], recours indiqué dans les Conditions Générales d'Achat et sur le portail fournisseur du site internet www.edf.fr.

Dispositif d'alerte du Groupe

Les fournisseurs et leurs salariés peuvent recourir au dispositif d'alerte du Groupe, mis en place conformément aux lois Sapin 2 et Devoir de vigilance, qui garantit l'anonymat et est accessible dans les six langues du Groupe (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

Il permet de signaler des faits contraires aux lois et réglementations, un crime ou un délit, un manquement au code de conduite d'EDF, une violation d'un engagement international, une menace ou un préjudice grave pour l'intérêt général.

Connaissance des procédures de réparation et canaux existants par les travailleurs de la chaîne de valeur

La connaissance des canaux de remontée ou d'alerte, par les travailleurs de la chaîne de valeur, peut être vérifiée à l'occasion notamment des audits *in situ* chez les fournisseurs (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Surveillance des fournisseurs »), réalisés par des prestataires externes et indépendants.

Procédures de réparation

Tout manquement grave environnemental ou social constaté sur les engagements et exigences du groupe EDF fera l'objet d'une analyse commune approfondie entre le groupe EDF et le fournisseur afin de définir les actions à mener dans l'objectif de résorber rapidement ces écarts. Dans le cas d'un recours au dispositif d'alerte du Groupe, les faits signalés sont investigués par des personnes désignées en fonction de la nature du manquement. Un dialogue avec le fournisseur est alors initié, un audit externe peut également être diligenté par EDF. Les recommandations et actions faites par EDF sont alors partagées avec le fournisseur.

De même, conformément à ce que prévoient les Conditions Générales d'Achat des marchés d'EDF, en cas de résultat insuffisant ou non satisfaisant à un audit *in situ* (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Surveillance des fournisseurs »), il est demandé au fournisseur de mettre en œuvre les actions nécessaires pour résorber les écarts constatés dans le rapport. Des audits de suivi sont réalisés pour vérifier la mise en œuvre des actions et permettre aux fournisseurs de progresser sur un délai déterminé entre les auditeurs, EDF et le fournisseur.

Cependant, en cas de refus du fournisseur de mettre en place une démarche de progrès permettant de lever ces écarts ou encore si les résultats des audits de suivi s'avèrent toujours insuffisants, et à la lumière de l'ensemble des éléments de suivi contractuels (fiches d'évaluation insuffisantes, plans d'action non efficients, courrier de mise en demeure sans réponse…), la suspension ou rupture du marché est prévue dans les clauses contractuelles et le groupe EDF se réserve la possibilité de résilier le contrat avec le fournisseur.

3.3.3.4 Actions visant à gérer les incidences et risques matériels identifiés pour les travailleurs de la chaîne de valeur

3.3.3.4.1 Santé et sécurité des sous-traitants

Pour les actions de santé et sécurité des sous-traitants, voir la section 3.3.2.6 « Santé et sécurité de tous ».

3.3.3.4.2 Démarche achats responsables

La démarche d'achats responsables du groupe EDF est au cœur de la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe sur sa chaîne d'approvisionnement. Pour EDF, elle est structurée par la Direction des Achats Groupe (DAG) qui fixe le cadre général et pilote depuis avril 2024 la filière Achats du Groupe dans le respect du principe de subsidiarité de gouvernance des filiales et de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau.

3.3.3.4.2.1 La Direction des Achats Groupe (DAG)

Les engagements et obligations du Groupe en matière d'achats responsables sont intégrés à chaque étape du processus achats y compris en amont, lors de la qualification des fournisseurs, ainsi qu'en phase de préparation des appels d'offres.

En lien avec les enjeux de durabilité matériels pour le Groupe, la démarche d'achats responsable inclut notamment des actions visant à gérer les impacts négatifs et les risques matériels en lien avec les droits humains et la santé et sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur d'EDF.

La démarche d'Achats Responsables du Groupe est une démarche d'amélioration continue dans la relation entre le Groupe et ses fournisseurs, qui repose sur 4 piliers :

- l'identification des risques et opportunités des catégories d'achat portant sur les thématiques de la politique RSE du Groupe ;
- l'intégration de leviers RSE dans toutes les étapes de l'acte d'achat (prescriptions, critères de sélection, critères de comparaison, clauses contractuelles ou partenariats productivité) ;
- l'accompagnement des fournisseurs au cours de la relation contractuelle ;
- le suivi et la mesure de la performance RSE des achats.

Identification des risques et opportunités des catégories d'achat

Chaque entité de la filière achat dispose d'une analyse de risques achats qui intègre un volet RSE. La cartographie des risques spécifiques aux enjeux RSE analyse les risques et opportunités sur les thématiques et les sous-thématiques associées de la politique RSE du Groupe (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »). La cartographie comprend une cotation des risques, pour chaque catégorie d'achat ou fournisseur, pondérée selon la nature et le pays d'origine du bien ou service acheté.

La cartographie des risques constitue la base de la démarche, ainsi elle permet de déterminer les catégories d'achats et fournisseurs prioritaires nécessitant le déploiement de parades (intégration de leviers RSE dans les achats), ainsi que d'actions d'accompagnement et de suivi des fournisseurs.

Pour maîtriser les risques résiduels, la cartographie des risques est régulièrement mise à jour en tenant compte :

- de la mise en œuvre effective des parades ;
- des résultats du suivi des catégories et fournisseurs prioritaires ;
- de la veille réglementaire et de l'actualité mondiale.

La cartographie des risques de chaque entité de la filière achat nourrit le plan de vigilance du Groupe, conformément à la loi sur le devoir de vigilance.

(1) www.mediateur.edf.fr

(2) mediateur.edf.fr | ou par voie postale (Médiateur du groupe EDF – TSA 50026 – 75804 Paris cedex 08).

De manière spécifique, les risques portant sur les travailleurs de la chaîne de valeur sont intégrés dans les cartographies des risques RSE des entités de la filière achat. Une vigilance particulière est exercée sur les droits humains, le respect du droit international du travail et les conditions de travail, les conditions de logement et la santé sécurité des travailleurs.

Intégration de leviers RSE dans toutes les étapes de l'acte d'achat

L'intégration de leviers RSE dans les achats constitue la parade aux risques identifiés dans les cartographies des risques. Les leviers déployés par la filière achat tiennent compte de la nature des activités de chaque entité du Groupe, ainsi que des contraintes réglementaires de chaque filière (notamment soumises au code de la commande publique).

Les leviers sont déployables sur tout le cycle de vie d'un achat, de l'expression de besoin jusqu'à la fin de la relation partenariale. Ces derniers sont partagés au sein de la filière achat du Groupe :

- la validation d'un engagement de conformité de la totalité des soumissionnaires (obligatoire pour participer à l'appel d'offres). Les soumissionnaires s'engagent notamment à se conformer aux exigences relatives à la loi sur le devoir de vigilance : respecter les droits humains et les libertés fondamentales des personnes, garantir la santé et la sécurité au travail des personnes, protéger l'environnement, respecter la réglementation sociale et environnementale applicable à ses activités ;
- la « charte de responsabilité sociétale d'entreprise entre EDF et ses fournisseurs » intégrant notamment le respect des standards internationaux en matière de droits humain (voir la section 3.3.3.1.2 « Politique fournisseurs », le paragraphe « Charte RSE entre EDF et ses fournisseurs ») ;
- des clauses contractuelles permettant d'évaluer et d'auditer les fournisseurs du Groupe afin de vérifier leur conformité aux engagements d'EDF et en cas de manquements graves avérés, d'appliquer des pénalités ou des ruptures de contrat ;
- des critères RSE spécifiques aux biens et services achetés permettant de sélectionner ou de comparer les offres des fournisseurs dans le cadre d'appels d'offres ;
- des spécifications dans les cahiers des charges permettant de réduire les impacts potentiels sociaux et environnementaux des biens et services achetés, selon les domaines techniques concernés ;
- la mise en place de « Partenariats Productivité » offrant la possibilité de partager avec les fournisseurs concernés les gains associés à une optimisation du bien ou service acheté. L'optimisation peut concerner les coûts, les délais, ou les enjeux carbone et ressources (économie circulaire et réduction des déchets).

Accompagnement des fournisseurs au cours de la relation contractuelle

La démarche Achats Responsables du Groupe intègre l'accompagnement des fournisseurs avant et pendant la relation contractuelle :

- la qualification des fournisseurs est un dispositif d'évaluation préalable à la contractualisation. Les entités du Groupe y ayant recours intègrent des critères RSE dans le processus ;
- les évaluations, dispositif prévu contractuellement, permettent de questionner les fournisseurs sur leurs engagements RSE et la cohérence avec ceux du Groupe ;
- les audits *in situ* chez les fournisseurs ont pour objectif d'éprouver les engagements RSE adoptés et consistent en audits de terrain (siège, site de production du fournisseur ou chantier sur un site EDF).

Toutes les entités métiers et projets du Groupe intègrent la responsabilité de l'accompagnement des fournisseurs sur leur périmètre d'activité et leur territoire.

En 2024, la Direction des achats Groupe a organisé la deuxième édition du « Club Fournisseurs RSE », qui réunit une centaine d'entreprises parmi les catégories d'achats à enjeux sur les thématiques environnementales et sociales. Dans ce cadre, environ 60 partenaires des secteurs du transport, du génie civil, de l'acier, de l'informatique et des équipements de protection ont été invités à participer à des ateliers d'intelligence collective dont l'objectif était de définir en filière les leviers sur les enjeux de décarbonation et de réduction de l'empreinte eau à déployer dans les achats du Groupe. Ces ateliers ont permis d'échanger de manière transparente et constructive sur la maturité des filières et d'aligner les acteurs sur les leviers concrets les plus pertinents à mettre en œuvre progressivement. Par ailleurs, cet évènement a également permis de sensibiliser et d'échanger avec ces entreprises sur plusieurs thématiques RSE, dont les droits humains dans les actes d'achat.

Le suivi et la mesure de la performance RSE des achats

En 2024, la filière achat s'est dotée d'indicateurs de performance pour piloter le déploiement des achats responsables au sein des entités du Groupe, et évaluer l'impact des pratiques sur les fournisseurs et les résultats extra-financiers du Groupe. Ces indicateurs sont en cours d'homogénéisation et d'instrumentation.

Par ailleurs, l'audit effectué par un tiers externe dans le cadre de l'obtention du label RFAR permet de confronter les pratiques de l'entité aux standards de la norme ISO 20400 et d'assurer une amélioration continue de la démarche achats responsables (voir la section 3.3.3.1.2 « Politique fournisseurs », le paragraphe « Charte relations fournisseurs et achats responsables »).

Enfin, en tant que membre de l'Observatoire des achats responsables, EDF participe chaque année au Baromètre de l'association qui permet de mesurer le niveau de maturité des pratiques déployées en comparaison avec les autres donneurs d'ordre membres de l'association.

Intégration de la santé-sécurité dans les achats

Un niveau élevé d'exigences santé sécurité fait partie des incontournables dans la sélection des entreprises. Cette exigence doit être renforcée dans toutes les étapes de l'acte d'achat. Pour ce faire, une approche fondée sur les catégories d'achats a été élaborée et notamment sur les catégories les plus exposées (la maintenance de machines tournantes par exemple) afin d'intégrer les actions appropriées comme l'intégration d'exigences dans les cahiers de charges, les critères d'aptitude et/ou de recevabilité et les critères dans la notation technique.

Ce point a été renforcé en 2024, par la nouvelle politique Prévention Santé Sécurité qui insiste sur la dimension de partenariat grâce aux échanges entre les acteurs lors de visites de prévention communes sur site.

3.3.3.4.2.2 Autres modalités pratiquées au sein des principales filiales du Groupe

En 2024, les entités spécialisées dans l'acte d'achat se sont regroupées dans une filière achat, animée par la DAG, dont un des objectifs est d'harmoniser les pratiques dans l'ensemble du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux. L'intégration de la RSE dans les achats est une dimension structurante de la filière achats qui est composée des fonctions achats d'EDF, Dalkia, Luminus, EDF Energy, Hinkley Point C, Framatome, Enedis, Edison, EDF Renouvelables, et Arabelle Solutions.

Les trois premiers axes d'harmonisation au sein de la filière sont la cartographie des risques, le partage de leviers achats (en particulier concernant les droits humains), et la mutualisation des pratiques d'évaluation et d'audit des fournisseurs.

Parmi les filiales ayant des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques :

- **EDF Renouvelables**

EDF Renouvelables cartographie les risques RSE sur l'ensemble de ses approvisionnements stratégiques en tenant compte des risques pays liés aux lieux de production des fournisseurs, ainsi que de leurs éventuels risques réputationnels.

Les achats responsables chez EDF Renouvelables reposent sur deux piliers :

- 1 le processus de qualification des fournisseurs, effectué en deux temps :
  - > une phase de collecte d'informations (*Request for information*) durant laquelle les fournisseurs répondent à une liste de questions et fournissent des documents sur leur management environnemental et sociétal, incluant des informations relatives aux droits humains (politiques, codes de conduite, engagements, procédures, gestion de la *supply chain* et éventuelles sanctions) ,
  - > une phase d'audit sur les sites de production des fournisseurs pour vérifier que les pratiques adoptées correspondent aux standards d'EDF Renouvelables ;
- 2 - les clauses contractuelles environnementales et sociales : en signant le contrat, les prestataires s'engagent à respecter les exigences environnementales et sociétales d'EDF Renouvelables et à les appliquer à leurs propres fournisseurs et sous-traitants. Le non-respect de ces exigences peut mener à la résiliation du contrat.

- **Framatome**

La Direction *Supply Chain* de Framatome prend en compte la RSE tout au long du processus achat Framatome, des cahiers des charges et de la définition de certains panels fournisseurs jusqu'à la contractualisation.

Outre les contrôles d'intégrité réalisés en fonction des risques éthiques de ses fournisseurs et qui permettent de détecter les cas de mauvaises pratiques RSE, Framatome a établi une cartographie des risques RSE (environnement, droits humains, santé, sûreté et sécurité) de ses approvisionnements fondée notamment sur des critères de risque pays (localisation des fournisseurs) et de risque activité. Sur la base de ces cartographies, un contrôle est opéré en vue d'apprécier le niveau de conformité des fournisseurs au devoir de vigilance à l'aide d'une évaluation documentaire RSE « ACESIA » réalisée par des auditeurs de l'AFNOR ou d'évaluations équivalentes fournies par les fournisseurs.

- **Dalkia**

En 2023, Dalkia a refondu sa démarche Achats responsables en développant une cartographie des risques RSE de ses achats comprenant 49 segments d'achats et comptant environ 19 000 fournisseurs. Les risques ont été analysés sur tous les domaines de la RSE : environnement, relations et conditions de travail, droits humains, ainsi qu'éthique et conformité. Dix catégories d'achats sont considérées à risques : les fournisseurs d'équipements de travail, de gaz, de pompe à chaleur et groupe froid, d'équipements et matériels mécaniques et hydrauliques, de produits pour le bâtiment, de produits chimiques industriels, de mesure et comptage, d'équipements électriques, de prestations sur les matériels de production de chaleur et de froid et de prestations multi-techniques.

- **Edison**

Edison a mis en place un processus de qualification fondé sur l'utilisation de critères RSE à renseigner par les fournisseurs et comprenant des questions sur les objectifs de durabilité des fournisseurs et le calcul de l'empreinte carbone.

En 2024, des rencontres se sont poursuivies sur le thème « La durabilité dans la chaîne d'approvisionnement : une valeur partagée avec le territoire ». Il s'agit pour Edison d'impliquer l'ensemble de l'écosystème des parties prenantes de sa chaîne d'approvisionnement (fournisseurs, partenaires, acheteurs et salariés d'Edison) sur les enjeux de durabilité en cohérence avec les visions territoriales.

En outre, en 2024, Edison a créé et lancé, en partenariat avec Altis (*Università Cattolica del Sacro Cuore de Milan*), la « *Sustainable Procurement Academy* », une plateforme dédiée à ses fournisseurs pour fournir des ressources éducatives, des outils et des cours spécialisés sur les questions de durabilité environnementale, sociale et de gouvernance. Le champ d'application porte sur les activités d'Edison, incluant celles de ses fournisseurs.

- **Luminus**

La plateforme d'achat de Luminus permet de prévoir des critères de sélection spécifiques, selon les appels d'offres. Ces critères extra-financiers peuvent concerner notamment les émissions de carbone, les emballages, le recyclage, la gestion des déchets ou les transports.

Lors des procédures d'appel d'offres, Luminus exige que les fournisseurs acceptent le code de conduite comme prérequis à toute participation. Les fournisseurs doivent également transmettre leurs statistiques d'accidents, ces informations sont utilisées dans le processus de sélection.

Dans le cadre des processus de sélection de fournisseurs de biens et de services, le département Achats Luminus a développé un outil pour aider et inciter les équipes des projets à intégrer des critères de sélection RSE.

Par ailleurs, pour chaque intervention sur site, les fournisseurs doivent effectuer une analyse de risques complémentaires à celle déjà réalisée par Luminus.

- **EDF au Royaume-Uni**

Au Royaume-Uni, EDF emploie environ 11 500 personnes, avec une chaîne d'approvisionnement d'environ 3 300 fournisseurs. Tous les employés sont tenus de respecter les lignes directrices d'EDF en matière d'éthique (Code de conduite et politique d'éthique et de conduite des affaires). EDF a également mis en place des guides d'accompagnement pour sensibiliser son personnel à ces principes et valeurs, et met à disposition les outils nécessaires pour signaler tout comportement contraire aux principes d'EDF.

Sur la chaîne d'approvisionnement, les risques potentiels d'esclavage et de traite d'êtres humains sont évalués afin d'identifier les secteurs d'achat les plus risqués. Les fournisseurs sont tenus de se conformer à un ensemble de normes, comme l'obligation de procéder à une autoévaluation des risques alignée sur les dix principes du Pacte mondial des Nations Unies. Au Royaume-Uni, EDF encourage sa chaîne d'approvisionnement à adopter une démarche d'amélioration de leurs pratiques sociales et environnementales. EDF met également à disposition de ses fournisseurs un accès direct à différentes ressources, comme le *Supplier's Guide to Diversity and Inclusion* et le *Sustainability and Ethics Supplier Requirements Manual*, qui sont proposés dans le cadre du processus de gestion des relations avec les fournisseurs (SRM). La conformité au Pacte mondial des Nations Unies est vérifiée au cours du processus d'intégration des fournisseurs. Les obligations relatives à l'esclavage moderne sont intégrées dans le processus précontractuel et les fournisseurs sont évalués à toutes les étapes du cycle d'approvisionnement, de la qualification à l'exécution du contrat.

En outre, les accords contractuels obligent les fournisseurs à adhérer aux lois applicables et politiques de groupe d'EDF. Des vérifications supplémentaires sont effectuées tout au long de la relation entre EDF et le fournisseur, proportionnelles au profil de risque et niveau de criticité du fournisseur. Des contrôles d'intégrité sont également menés auprès des principaux fournisseurs, pour s'assurer qu'ils respectent les standards minimaux d'EDF. Les fournisseurs de cette catégorie sont contrôlés régulièrement, en prenant en compte leur niveau de risque et caractéristiques financières.

- **Arabelle Solutions**

Les obligations liées au devoir de vigilance, effectuées lors du processus de référencement des fournisseurs (basée sur le processus « *Know Your Supplier* »), impliquent plusieurs contrôles, en fonction du Scope du fournisseur et des risques associés. Les fournisseurs qui, au nom d'Arabelle Solutions, traitent avec des organismes gouvernementaux (tels que les fournisseurs de services administratifs), les fournisseurs recommandés par les clients et les fournisseurs en construction BTP sont des exemples de catégories à haut risque faisant l'objet d'évaluations de conformité supplémentaires avant intégration. Tous les fournisseurs et sous-traitants qui réalisent des prestations sur sites, gérées par Arabelle Solutions, font l'objet d'un examen supplémentaire, évalué en fonction de la nature des risques sécurité concernés. Cette analyse est réalisée lors du processus de préqualification, par le service *Environment Health & Safety* (EHS) en charge de l'approbation. Des contrôles additionnels, relatifs aux droits humains, sont également réalisées dans le cadre du processus de qualification. Enfin, les Conditions Générales d'achats d'Arabelle Solutions comprennent une section spécifique traitant des exigences EHS.

3.3.3.4.2.3 Formation des acteurs de la filière achats

La formation des salariés permet de transmettre les objectifs et moyens mis en œuvre pour décliner la démarche achats responsable au sein du Groupe. Les achats responsables sont inclus dans de nombreux supports de formation et de sensibilisation :

- la formation initiale des acheteurs ;
- la formation d'accueil des alternants des équipes achats ;
- un module de *e-learning* disponible pour tous les salariés du Groupe ;
- un module de formation pour les participants du parcours « Environnement et Société » du Groupe ;
- une classe virtuelle ouverte à tous les salariés du Groupe.

Dans les dispositifs de formation, un jeu de rôle sur les achats responsables a été créé et intégré. Construit sur un cas concret réaliste, il permet d'explorer tous les leviers possibles déclinables lors d'un achat en prenant conscience des compromis nécessaires entre les différents enjeux RSE, les coûts et les délais d'un achat.

Plus généralement, l'*e-learning* « les droits de l'homme dans l'entreprise » développé avec l'association « Entreprises pour les droits de l'homme » (EDH), est accessible à l'ensemble des salariés. Une classe virtuelle a également été créée en 2023 pour former les salariés aux droits humains. Ces outils servent à sensibiliser les salariés à la compréhension des notions couvertes par les droits humains et des applications pratiques au sein du Groupe sur l'ensemble de la chaîne de valeur (salariés, fournisseurs, sous-traitants, communautés locales...). Le Groupe propose également aux salariés du Groupe des formations organisées par EDH pour former aux droits humains, devoir de vigilance et standards internationaux ou encore à l'évaluation des impacts sur les droits humains.

De manière spécifique à EDF Renouvelables, les nouveaux acheteurs intégrant la Direction des Achats d'EDF Renouvelables sont sensibilisés aux pratiques d'achats responsables et aux engagements de la Politique Achat et de la Politique environnementale & sociale (E&S).

En complément, en 2024, les acheteurs et ingénieurs auditeurs ont été spécifiquement formés aux audits E&S. Les trois sessions de formation dispensées ont permis de former une quarantaine d'auditeurs internes.

3.3.3.4.2.4 Surveillance des fournisseurs

La vérification du respect des engagements RSE des fournisseurs d'EDF est principalement fondée sur les évaluations, et les audits, documentaires et sur place. La priorisation de ces audits, menée par la DAG repose sur une cartographie des risques (voir la section 3.3.3.4.2.1 « La Direction des Achats Groupe »).

Niveau de risques RSE

Les risques RSE en matière d'achats sont détaillés dans le Plan de vigilance (voir la section 3.6.6.5.1 « Identification des risques saillants »).

Évaluations internes des prestations

La surveillance des fournisseurs, qui intègre un volet RSE, débute par l'évaluation interne des prestations. Elle est principalement assurée par le métier ou le *contract management*, qui dispose notamment de fiches d'évaluation de la prestation (FEP).

Des audits RSE documentaires et sur place sont menés systématiquement.

Audits documentaires (RSE)

Renseignés et documentés par le fournisseur, ils font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'AFNOR. Le choix des fournisseurs évalués est notamment fondé sur la cartographie des risques fournisseurs et les besoins des acheteurs et des métiers, sur les contrats en cours d'exécution.

En 2024, la Direction des Achats Groupe a poursuivi la campagne d'audits documentaires RSE portant sur les droits humains, spécialement en direction des fournisseurs relevant de catégories d'achats visées dans des rapports internationaux sur le non-respect de droits humains, dans les domaines des vêtements de travail et EPI, du matériel IT, des prestations intellectuelles, des machines statiques et tournantes, du contrôle commande, du génie civil et de l'immobilier.

Toujours dans une approche de maîtrise des risques, des fournisseurs relevant de catégories à risque RSE résiduel majeur ont été questionnés (déménagement, gestion documentaire, manutention dans les prestations tertiaires).

Le choix des fournisseurs évalués est notamment fondé sur la cartographie des risques fournisseur, les besoins des acheteurs et des métiers, et sur les contrats en cours d'exécution. Les catégories évaluées sont choisies en fonction des niveaux de risques qu'elles présentent mais également pour assurer une couverture totale des catégories en risque résiduel majeur sur une période de 2 à 3 ans.

Les évaluations permettent aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale et environnementale.

Au cours de l'année 2024, ce sont environ 350 fournisseurs qui ont été questionnés par la plateforme ACESIA.

Conformément à ce que prévoient les Conditions Générales d'Achat signées par le fournisseur dans le cadre du marché le liant à EDF, en cas d'évaluation insatisfaisante, un audit peut être demandé pour faire vérifier *in situ* par un organisme habilité si les impacts sociaux et environnementaux liés à l'activité du titulaire et de ses sous-contractants sont conformes aux dispositions du marché et de la Charte de Responsabilité Sociétale d'EDF. *A contrario*, en cas de résultats satisfaisants, les pratiques vertueuses des fournisseurs peuvent être mises en valeur, comme cela a été le cas dans l'outil de gestion des voyages professionnels de l'entreprise en indiquant les établissements s'étant distingués positivement par leurs pratiques.

Audits RSE sur place diligentés par la Direction des Achats Groupe

Le Scope de ces audits couvre l'ensemble des champs de la RSE : politiques, engagements et pratiques environnementales, droits humains (santé-sécurité des personnes, travail des enfants, travail forcé, conditions de travail, prévention contre la discrimination et le harcèlement), éthique des affaires.

Les audits *in situ* chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants. Les audits RSE sont déclenchés sur la base de la cartographie des risques fournisseurs, et du retour d'expérience sur les conditions d'exécution des contrats, capitalisé par les Responsables Catégories d'Achats avec le concours des entités métiers.

Les audits ont pour but d'éprouver les engagements RSE adoptés et consistent en audits de terrain (siège, site de production du fournisseur ou chantier sur un site EDF).

Des audits RSE sont réalisés sur des catégories d'achats pour lesquelles des progrès sont attendus., En 2024, parmi les audits réalisés dont près de 32 % hors de France (essentiellement en Chine et au Maroc), les catégories concernées sont notamment les chantiers industriels, les fournitures industrielles (EPI et vêtements de travail, les machines statiques et la formation.

Conformément à ce que prévoient les Conditions générales d'achat signées par le fournisseur dans le cadre du marché le liant à EDF, en cas de résultat insuffisant ou non satisfaisant à l'audit, il est demandé au fournisseur de mettre en œuvre les actions nécessaires pour résorber les écarts constatés dans le rapport. Des audits de suivi sont réalisés pour vérifier la mise en œuvre des actions. Si les audits de suivi s'avèrent toujours insuffisants, et à la lumière de l'ensemble des éléments de suivi contractuels (fiches d'évaluation insuffisantes, plans d'action non efficients, courrier de mise en demeure sans réponse...), la suspension ou rupture du marché est alors prévue dans les clauses contractuelles.

Surveillance des fournisseurs et prestataires des autres entités du Groupe

Dans le groupe **EDF Renouvelables**, l'évaluation environnementale et sociale des fournisseurs s'inscrit dans le cadre du processus de qualification des fournisseurs et s'effectue en deux phases :

1. Analyse documentaire multidisciplinaire : les fournisseurs doivent compléter, entre autres, le questionnaire RSE d'EDF Renouvelables (*sustainability questionnaire*), un outil structuré autour de 4 domaines d'évaluation :

- gouvernance de la RSE ;
- gestion environnementale ;
- gestion sociale ;
- pratiques d'achats responsables.

Des réponses précises et accompagnées de documents justificatifs sont attendues. Les réponses non documentées ne sont pas prises en compte dans l'évaluation.

2. À la suite de cette première étape, et si aucune alerte critique n'est identifiée, le site de production du fournisseur à qualifier est audité. Outre les critères techniques, les aspects environnementaux et sociaux sont également audités afin de vérifier que les engagements et les systèmes de managements décrits dans le questionnaire RSE sont effectivement et correctement implémentés, et correspondent aux standards d'EDF Renouvelables.

Par ailleurs, les départements Achats et Développement Durable d'EDF Renouvelables organisent des réunions annuelles avec les fournisseurs qualifiés, afin de partager la stratégie RSE des principaux fournisseurs.

- En 2024**,** **Dalkia** a adressé son nouveau questionnaire d'autoévaluation, intégrant un module RSE, auprès de 1 655 sous-traitants. Ce questionnaire est exigé de tous les nouveaux sous-traitants de Dalkia En complément, les responsables de familles d'achats ont réalisé 9 audits.
- Sur la base de la cartographie des risques RSE de **Framatome**, un contrôle est opéré en vue d'apprécier le niveau de conformité des fournisseurs au devoir de vigilance (droits humains, santé sécurité et environnement) à l'aide d'une évaluation documentaire RSE « ACESIA » réalisée par des auditeurs de l'AFNOR ou d'évaluations équivalentes fournies par les fournisseurs.
- **Luminus** a développé un mécanisme d'évaluation de ses fournisseurs de services effectuant des interventions sur ses sites de production. Ces évaluations abordent entre autres les procédures de sécurité et de protection des travailleurs mises en œuvre par ses fournisseurs. Le résultat de ces évaluations est utilisé à des fins d'amélioration du marché en cours et dans le processus de sélection de fournisseurs pour des projets futurs.
- Lors du référencement des fournisseurs, le service Qualité Fournisseurs peut décider de réaliser un audit « *Supplier Responsibility Governance* (SRG) » pour évaluer la conformité du fournisseur à la législation locale et aux exigences d'**Arabelle Solutions**. Cette décision dépend principalement de la localisation du fournisseur (par ex. : pays soumis à restrictions/sanctions ou à haut risque) et de sa chaîne d'approvisionnement. Le questionnaire SRG contient une série de questions et de listes de contrôle conçues pour recueillir des informations sur : les processus commerciaux ; le travail des enfants et le travail forcé ; la conformité en matière de salaire et de temps de travail ; les conditions de vie (lorsque des logements sur site sont fournis) ; la performance environnementale, la performance en matière de santé et de sécurité ; les conditions de travail, la discrimination et le harcèlement, le système de management et les indicateurs associés. En 2024, 8 audits SRG ont été réalisés sur un total de 84 audits fournisseurs tout type confondu (*Quality Management System, Non Destructive Testing, Nuclear Safety,* etc.). Tous les fournisseurs audités sont localisés en Inde. En cas d'écart significatif, le résultat de l'audit entraîne le rejet du partenariat avec le fournisseur. Les contrôles d'audits sont enregistrés dans l'outil de gestion des fournisseurs, et les actions sont suivies jusqu'à leur clôture.

3.3.3.4.3 Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles

3.3.3.4.3.1 Chaîne d'approvisionnement uranium

EDF s'approvisionne principalement à long terme *via* des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, dans la plupart des principaux pays producteurs (Australie, États-Unis, Canada, Kazakhstan...). Les contrats ont été progressivement complétés par des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les attentes d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux.

Référentiel d'audit

Le dispositif d'audits de mines d'uranium qu'EDF met en œuvre depuis 2011, permet de s'assurer des bonnes conditions environnementales, sociales et sociétales d'extraction et de traitement du minerai. La méthode et la grille d'évaluation ont été élaborées avec WNA (*World Nuclear Association*) [1]. Cette méthode s'appuie sur les standards internationaux dont *The World Nuclear Association's Sustaining Global Best Practices in Uranium Mining and Processing : Principles for Managing Radiation, Health and Safety, and Waste and the Environment, The Global Reporting Initiative's (GRI), Sustainability Reporting Guidelines & Mining and Metals Sector Supplement* et *The International Council on Mining and Metals* (ICMM) *Sustainable Development Framework*. La question de la sécurité, particulièrement critique dans le cadre du domaine minier (sécurité du process), constitue un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Ce référentiel prend en compte la problématique des droits humains et des libertés fondamentales (droits humains, registre d'alertes, droits des personnes autochtones, radioprotection), la santé sécurité des personnes et l'environnement, compris dans son acception la plus large (gaz à effet de serre, eau, biodiversité déchets, réhabilitation des sites après extraction).

Audits

EDF réalise chaque année des audits de mines *via* des moyens internes avec un support ponctuel d'auditeurs externes. Les rapports d'audit présentent des points forts, des recommandations et des suggestions. Parmi ces dernières, les plus récurrentes concernent la santé sécurité (comme les contrôles radiologiques, la mise à disposition et le port d'équipements individuels de protection adaptés, l'affichage des consignes de sécurité et l'emplacement du matériel incendie dans les locaux, ou l'organisation de formations sur la sûreté nucléaire), le rappel de la nécessité d'analyser les causes et de tracer les actions correctrices après tout incident ou accident, les actions de suivi de l'empreinte environnementale (notamment les émissions de CO_2), les conditions de travail et d'hébergement (notamment sur les « bases vie ») ou la correction des écarts observés (calibration des instruments de mesure, traçabilité des certifications délivrées). Les recommandations issues des audits sont reprises dans les plans d'actions et d'amélioration continue des fournisseurs. Chaque fournisseur est audité tous les trois ans.

3.3.3.4.3.2 Chaîne d'approvisionnement charbon

Depuis la reprise de ses contrats de charbon par JERA Trading (JERAT), EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un promoteur de Bettercoal, l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont EDF a été membre fondateur. Bettercoal réunit des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon pour faire progresser la RSE dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, particulièrement dans les mines, et notamment pour s'assurer du respect des droits fondamentaux.

La démarche opérationnelle s'articule autour d'un code couvrant les principes éthiques, sociaux et environnementaux et des dispositions pertinentes pour les compagnies minières. Ce référentiel prend en compte des exigences de performance générale, y compris les systèmes de management, mais aussi de performance concernant : l'éthique et la transparence ; les droits humains et du travail (tels que la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants, le droit à un salaire décent) ; les questions sociales (y compris la santé et la sécurité) ; et l'environnement.

JERA Trading, fournisseur d'EDF, est devenu membre de Bettercoal. Aucune transaction n'a été effectuée en 2024.

(1) *Guidelines for Evaluating Supplier Performance at Uranium Mining and other Processing Sites in the Nuclear Fuel Supply Chain.*

3.3.3.4.3.3 Chaîne d'approvisionnement gaz

Edison et le Département Gestion des Actifs Gaziers du groupe d'EDF (DGAG) appliquent un processus d'évaluation de l'intégrité des relations d'affaires qui prend en compte les Droits humains. Ces contrôles d'intégrité sont réalisés par le biais d'un processus étendu de connaissance de la contrepartie potentielle (*Know-Your-Counterpart*), qui s'inscrit dans le cadre de la politique éthique et conformité du groupe EDF. Cette vérification est effectuée avant même le début d'une éventuelle relation avec une contrepartie potentielle, et la vérification est répétée périodiquement même après l'établissement d'une relation commerciale.

En ce qui concerne les contreparties engagées dans des contrats de fourniture de gaz, Edison et DGAG suivent régulièrement les nouvelles informations (y compris en matière de droits humains), susceptibles d'avoir un impact négatif sur la réputation des contreparties et celle du groupe EDF. Cette évaluation s'applique à tous les contrats, et tout particulièrement aux engagements gaziers long terme (de durée supérieure à 5 ans) du Groupe.

En ce qui concerne les activités de négoce de gaz du Groupe, EDF Trading applique un processus de diligence raisonnable à toutes les contreparties existantes ou potentielles qui englobe les questions liées aux droits humains. Ce processus est fondé sur les normes internationales en matière de droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter dans le cadre de ses relations d'affaires. En outre, EDF Trading surveille en permanence ses contreparties afin d'identifier tout problème éventuel.

3.3.3.4.3.4 Chaîne d'approvisionnement biomasse

La note d'application Groupe sur la biomasse durable intègre un volet droits humains indiquant les risques principaux pouvant être présents sur cette chaîne de valeur : travail des enfants, travail forcé, conditions de travail dégradées, respect des droits des populations autochtones. Ces risques peuvent être aggravés du fait de la présence éventuelle de travailleurs vulnérables (travailleurs migrants, situation de travail informel, ...). Le Groupe préconise de mettre en œuvre des diligences de pré-contractualisation concernant la conformité de la chaîne d'approvisionnement, ainsi que l'intégration de clauses spécifiques lors de la contractualisation. Par ailleurs, les fournisseurs sont tenus de respecter la charte RSE entre EDF et ses fournisseurs, pièce constitutive des marchés (voir la section 3.3.3.4.2.1 « La Direction des Achats Groupe »).

3.3.3.4.3.5 Transport du combustible

Dans le cadre de la politique d'affrètement des sociétés du Groupe, l'affrètement, ainsi que l'approbation des navires devant décharger des combustibles liquides dans les installations portuaires opérées par le Groupe, prévoit systématiquement un contrôle ou un *vetting* effectué en s'appuyant sur les services de *Rightship*. Cette entreprise évalue les navires selon son référentiel de *vetting* qui comprend différents critères liés à la protection des travailleurs, dont :

- la vérification que l'armateur ne figure pas sur la liste noire pour abandon de marins (liste de l'OIT) ;
- cette même vérification est effectuée pour le navire lui-même ;
- la recherche d'éventuels signalements pour « *human rights at Sea Infringements - Poor working-living conditions* » ;
- la vérification que le navire ne bat pas pavillon d'un pays non signataire de la convention MLC (*Maritime Labour Convention*) de 2006 et dans ce cas, si ce dernier est en conformité avec un dispositif équivalent.

En outre, les navires affrétés par Edison pour le transport de *small scale LNG* [1] sont sous pavillon français, et l'État contractant doit se conformer, pour tous les aspects liés à la propriété, l'exploitation et à la gestion du navire, aux règles suivantes :

- les conventions, lois et règlements internationaux, dont les sanctions internationales ;
- les règlements et directives de l'Union européenne ;
- les lois et règlements de l'État du pavillon du navire ;
- les lois et règlements des ports et autres lieux où le navire fait escale, et des eaux dans lesquelles il transite.

Enfin, pour les navires affrétés par Edison et EDF pour des contrats FOB [2], battant également pavillon français, les contrats prévoient des conditions d'emploi du personnel et de l'équipage du navire en ligne avec les standards de la Fédération internationale des ouvriers du transport (ITF). Le navire doit disposer d'une *Blue Card* (certification internationale) ou d'une certification équivalente.

En termes contractuels, l'armateur doit remonter au Groupe, toutes informations relatives à la santé, la sécurité des salariés et l'impact environnemental des navires, y compris les déversements en mer et les émissions de polluants.

3.3.3.4.4 Processus de prise en compte des droits des travailleurs dans les projets

3.3.3.4.4.1 Le processus de décision d'investissement du Groupe

Les projets et investissements soumis à l'approbation des divers Comités des engagements du Groupe, et en particulier ceux du Comité exécutif du Groupe (CECEG) font l'objet d'un avis de la Direction Impact élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe. Lorsque nécessaire, la Direction Impact organise des *due diligences* spécifiques à ces enjeux. Pour l'analyse des projets significatifs pour le CECEG voir la section 3.1.2.1.2.5 « Le Comité des engagements du Comité Exécutif Groupe (CECEG) ».

Concernant les investigations à réaliser en matière d'éthique et conformité dans le cadre des opérations de croissance externe d'EDF, le groupe EDF est régulièrement amené à réaliser des opérations de souscription ou acquisition de titres d'entités françaises ou étrangères dans le cadre de partenariat, de grands projets ou d'opérations de croissance externe ou d'investissement. Un guide méthodologique recense et propose de manière pratique les diverses diligences à réaliser en matière d'éthique et de conformité, dont le devoir de vigilance. À ce titre, une série de diligences à réaliser ou actions à mettre en œuvre à chaque phase d'un projet d'acquisition de façon chronologique et graduelle en fonction du niveau de risque identifié à chaque étape du projet en matière de droits humains, de santé sécurité et d'environnement.

3.3.3.4.4.2 Dans les projets internationaux

Au niveau du management des projets

En fonction du contexte du projet, une Étude d'impact sur les droits humains (EIDH [3]) est réalisée. Elle s'appuie sur les principes définis par les UN *Guiding Principles on Business and Human Rights*. Ces études placent l'identification des droits humains impactés au centre de l'analyse. Elles incluent un bilan de l'état des droits humains dans le pays ainsi que dans la zone du projet, une cartographie des parties prenantes orientées sur les droits humains (listant les détenteurs de droits ou *rights-holders* et d'obligations ou *duty bearers*), l'analyse des impacts du projet sur ces droits et le développement de mesures d'atténuation. Ce type d'étude identifie les activités dites à risque en fonction de leur importance et sensibilité. Ces études sont généralement confiées à des consultants nationaux ou internationaux spécialisés sur cette thématique, et pilotées par les référents internes Droits humains d'EDF. Les conclusions de ces études ont vocation à être intégrées dans l'ensemble des activités de développement, de réalisation, d'exploitation et de fin de vie du projet, *via* un système de management *ad hoc* (politique interne Droits humains, référent Droits humains et correspondants, outils contractuels, audits et suivi de performance, reporting, etc.). Elles concernent aussi bien les communautés impactées que les travailleurs, l'emploi de forces de sécurité, le système d'alerte et la protection des lanceurs d'alerte, etc.

(1) *Small scale LNG* : le GNL à petite échelle (SSLNG) fait référence en général aux installations liées au GNL (terminaux de réception, unités de stockage, navires, etc.) présentant des caractéristiques similaires mais d'une ampleur inférieure à celle des infrastructures de GNL conventionnelles.
(2) FOB, ou « free on board » signifie que le vendeur fournit les marchandises sans frais de transport et assurance.
(3) EIDH – *Human Rights Impacts Assessment and Management.*

En termes opérationnels

En termes opérationnels, un grand nombre de projets sont développés à l'international, notamment par la Direction Internationale du Groupe ou par EDF Renouvelables.

Il est précisé que les activités de la Direction Internationale d'EDF SA seront désormais regroupées au sein d'EDF Renouvelables. Ce projet de rapprochement répond à deux objectifs principaux : (i) déployer plus efficacement les activités du Groupe en matière d'énergie bas carbone (hors nucléaire et hors hydraulique France) et de solutions de flexibilité, en cohérence avec les ambitions du Projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et avec l'évolution du marché ; (ii) rendre l'organisation du Groupe plus efficace et plus lisible à l'international pour toutes les parties prenantes externes et internes. Ce projet a vocation à se déployer au cours du premier semestre 2025.

Les risques de droits humains sont appréhendés et gérés aux différentes étapes des projets :

- en phase de pré-développement, pour les « nouveaux » pays une évaluation est effectuée en s'appuyant sur l'outil Verisk Maplecroft®, ou d'autres sources internes et externes. Des *due diligences* spécifiques peuvent également être menées pour des secteurs particuliers avec des risques identifiés ;
- en phase de développement, en fonction des risques pays identifiés, croisés avec les spécificités des projets, une étude *Human Rights Impact Assessment and Management* (HRIAM), pourra être lancée, afin de préciser le contexte « Droits humains » dans la zone du projet, en lien avec les activités futures de développement et construction :
  - > établir une matrice des risques et opportunités générés par le projet concernant les droits humains,
  - > identifier les « porteurs de droits »,
  - > identifier les études sociales et environnementales qui devront incorporer un volet droits humains,
  - > proposer une Politique Droits humains pour le projet.

À défaut, un volet droits humains pourra être intégré dans l'étude d'impact du chaque projet du Groupe

- des clauses relatives aux droits humains sont systématiquement incluses dans les principaux contrats du projet (type « EPC [1] »), pour la réalisation d'infrastructures majeures type hydroélectrique, parcs photovoltaïques, parcs éoliens, mais aussi pour des contrats plus petits type générateur photovoltaïque pour clients « C&I » (Commerces et Industrie), notamment en Afrique sub-saharienne ;
- en phase de construction, les mécanismes de réclamation et de gestion des plaintes sont mis en œuvre, à disposition des travailleurs et des communautés (en plus de ceux d'EDF et des éventuels bailleurs).

En Ouzbékistan, EDF, Nebras, Sojitz et Kyuden développent un cycle combiné gaz. Sa construction est confiée à Harbin Electric International et son financement est notamment assuré par la Société Financière Internationale. Plus de 1 100 ouvriers sont actuellement mobilisés sur le site, pour moitié recrutés localement et une autre moitié constituée de travailleurs chinois. Ils devraient être près de 2 500 au pic de la construction. Une attention particulière est portée aux conditions de travail des ouvriers sur le chantier avec l'application des bonnes pratiques internationales pour les aspects santé sécurité (OHS). Les conditions d'hébergement ont été particulièrement contrôlées lors du démarrage de la construction, alors que la base vie n'était pas encore disponible. En 2024, une attention a été portée sur les aspects contractuels (contrats de travail, qualité des fiches de paie, notamment pour les salariés chinois recrutés en Chine), au respect des horaires de travail, à la libre circulation des salariés, ainsi qu'aux aspects santé-sécurité (démarrage des travaux en hauteur). Les exigences du client (le Projet) sont reportées dans le contrat de construction et « cascadées » dans la chaîne de sous-traitants. Une équipe ESHS (dédiée aux domaines environnementaux, sociaux et santé-sécurité) est en charge de vérifier la bonne performance, en matière de RSE, du constructeur et de ses sous-traitants, en relation étroite avec la même équipe présente du côté du constructeur. Les 30 hectares de terrain agricole requis pour la construction de la centrale n'ont pas nécessité de déplacement physique de personnes. La quinzaine d'agriculteurs qui utilisaient ces terrains et arbres (fruitiers ou non) ont été dédommagés, à un niveau supérieur à celui requis par la réglementation nationale. Des programmes de support à leurs activités professionnelles sont déployés. Un ingénieur conseil indépendant (le *Lender's Independent E&S Consultant* - LIESC) vérifie trimestriellement que les exigences ESHS des bailleurs sont bien respectées. Les tirages des prêts pendant toute la phase de construction sont soumis au bon respect de ces engagements.

À la suite de l'acquisition de *US Chillers*, filiale de Dalkia basée à Dubaï, au Qatar, au Bahreïn, en Arabie saoudite et aux États-Unis, et à son intégration dans le Groupe, un audit interne santé sécurité a été effectué en 2023. Cette entité comprend environ 380 collaborateurs hors États-Unis, dont 99 % sont des travailleurs migrants. Un diagnostic des conditions de travail et de santé sécurité a été finalisé, le déploiement des pratiques de santé et de sécurité a été entrepris. Les mesures suivantes ont également été prises : mise en conformité des logements collectifs des travailleurs à Dubaï et au Bahreïn et mise en place d'un salaire minimum. Les travaux d'intégration se sont poursuivis en 2024 avec notamment la réalisation des actions suivantes :

- le déploiement des normes ISO 9001 et 14001 au Bahreïn et au Qatar à fin 2024 ;
- la planification du déploiement des normes ISO 9001, 14001 et 45001 en Arabie saoudite en 2025 et 45001 aux UAE, Bahreïn et Qatar en 2025/2026 ;
- la mise en place pour les travailleurs de Dubaï d'une indemnité pour l'utilisation de leur smartphone personnel et d'une indemnité pour le nettoyage des vêtements ;
- le déploiement pour Dalkia *US Chillers* de sessions de formation sécurité sur les sites clients à partir de novembre 2024 et jusqu'à fin 2025 ;
- la réalisation d'un audit des conditions de logement des sous-traitants en Arabie saoudite et la définition d'un plan d'actions à engager par le management local en 2025.

3.3.3.5 Cibles et indicateurs relatifs aux travailleurs de la chaîne de valeur

En 2025, la filière achat prévoit d'homogénéiser les critères d'évaluation de la performance des achats responsables, au travers des trois piliers suivants :

- outiller les fonctions achats ;
- embarquer les fournisseurs ;
- mesurer l'impact de la chaîne de valeur.

Une cible sur l'accompagnement des fournisseurs est en cours de définition en 2025 : elle permettra d'intégrer les contributions de l'ensemble des entités de la filière achat.

En 2024, les indicateurs et résultats sont décrits dans le tableau ci-dessous :

Enjeu de durabilité	Indicateurs associés	Cible	Revue	Périmètre	Résultats
Accompagnement des fournisseurs	Nombre de qualifications, d'audits et d'évaluations intégrant un volet RSE ou Santé Sécurité	Objectif Groupe en cours de définition	Annuelle	EDF SA Dalkia Edison Framatome	31 audits 3 633 évaluations

(1) Contrat EPC : *Engineering Procurement and Construction* : www.cmr-group.com/contrat-epc

3.3.4 ESRS S3 - Communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités et s'engage également à organiser de façon systématique, et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet lié à une installation mobilisant un budget de plus de 60 millions d'euros et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement (voir la section 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées »).

Le groupe EDF s'engage à contribuer au développement des territoires au sein desquels il opère par sa contribution en termes d'emplois locaux (dont les emplois solidaires et la formation), d'achats locaux et de création de valeur économique, et par sa contribution fiscale. Grâce à la diversité de ses offres de compétences et de services de proximité, le Groupe participe à la qualité de la vie économique et sociale des territoires où il opère. Dans les pays en développement, le groupe EDF s'engage tout spécialement en matière d'accès à l'énergie et de développement d'énergies bas carbone.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les impacts et risques suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Droits humains (1) (*cf.* section 3.3.4 dans son ensemble)	Atteintes aux droits des populations locales	Les activités de construction peuvent générer des déplacements de populations ou des conséquences négatives pour les communautés locales et en particulier autochtones liées à des consultations inadéquates.	Court, moyen et long terme
Santé et sécurité de tous (1) (*cf.* section 3.3.4.4.1)	Santé et sécurité de tous (transverse aux normes S)	Les activités et éventuels accidents/incidents, dont ceux en lien avec la sûreté, sur toute la chaîne de valeur peuvent affecter la santé et sécurité des communautés locales (ex. accident lors de transport de matières premières, accidents d'exploitation, pollutions des sols/air/eau, génération de déchets, recours à des forces de sécurité).	Court, moyen et long terme
Développement territorial (2) (*cf.* sections 3.3.4.4.2, 3.3.4.4.3, 3.3.4.5)	Contribution au développement	Le Groupe contribue au développement des territoires dans lesquels il est implanté à la fois en termes d'emplois locaux, d'achats locaux, de création de valeur économique et fiscale.	Court, moyen et long terme
	Résilience des territoires	La mise en œuvre d'infrastructures peut contribuer à l'amélioration de la résilience des territoires, notamment dans les pays avec un faible taux d'accès à l'électricité.	Court, moyen et long terme

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.
(2) Sous-thème défini par EDF.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Dialogue et concertation avec les parties prenantes (1) (*cf.* section 3.3.4.2, 3.3.4.3, 3.3.4.5)	Insuffisance de concertation des parties prenantes	Les risques d'insuffisance des dispositifs d'implication et de concertation des parties prenantes pour la création et modification d'ouvrages peuvent mener à l'abandon de projets portés par le Groupe.

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

La construction et l'exploitation des infrastructures d'énergie peuvent avoir des conséquences négatives pour les communautés locales et l'environnement. Cela peut inclure des violations des droits humains, des déplacements de populations, et des risques pour la santé et la sécurité des populations dues à la pollution de l'air, de l'eau et du sol, ainsi qu'aux accidents potentiels liés à diverses formes de production d'énergie. Par ailleurs, les chaînes d'approvisionnement et les processus de consultation inadéquats peuvent également avoir des impacts négatifs. Cependant, le Groupe s'efforce de contribuer au développement économique et social des régions dans lesquelles il opère, par exemple à travers ses contributions à l'emploi, au tourisme, à l'éducation et par ses taxes et redevances. De plus, en privilégiant les achats locaux et en soutenant le développement des PME, le Groupe aide au développement territorial. En outre, en exploitant et en développant de nouveaux moyens de production d'électricité décarbonée, EDF fournit des infrastructures qui peuvent bénéficier aux communautés locales dans un contexte de changement climatique. Enfin, EDF participe à l'électrification des pays dans lesquels l'électricité est vecteur d'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation ou au développement.

Le Groupe considère les intérêts, points de vue et droits des communautés affectées, y compris le respect des droits humains dans la détermination de sa stratégie et de son modèle économique, notamment *via* son processus de dialogue avec les communautés affectées. Un risque matériel pour le groupe EDF identifié à la l'issue de l'analyse de double matérialité est celui du potentiel abandon de projets portés par EDF à la suite de la faible prise en compte ou la perception du manque de prise en compte des retours des consultations des communautés locales ou du débat public en France (intérêts des populations, élus) dans les décisions. Pour plus d'information sur le processus de dialogue avec les communautés locales, voir la section 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées ».

Un impact négatif potentiel sur les communautés affectées, pouvant survenir d'un processus de dialogue inadéquat, a été identifié, notamment lors de la construction d'infrastructures dans certaines géographies. *via* ce processus de dialogue avec les communautés affectées, le Groupe vise à éviter ou réduire la gravité des impacts matériels potentiels liés aux déplacements de populations ou aux activités et incidents affectant la santé et sécurité des communautés.

Dans le cadre de l'identification des impacts, risques et opportunités matériels en lien avec les communautés affectées, le Groupe a inclus l'ensemble des communautés affectées sur lesquelles le Groupe est susceptible d'avoir des impacts matériels. Les impacts peuvent ainsi affecter les communautés dans les cas de figure suivants :

- en grande majorité, les impacts positifs et négatifs peuvent affecter des communautés vivant ou travaillant à proximité des sites d'exploitation, installations ou autres lieux d'activité de l'entreprise, ou de communautés plus éloignées affectées par les activités menées sur ces sites (par exemple, dans le cas d'une potentielle pollution de l'eau en aval) ;
- certains impacts négatifs identifiés concernent des communautés se trouvant dans la chaîne de valeur de l'entreprise (par exemple, les communautés affectées par l'exploitation des installations des fournisseurs ou par les activités des prestataires de services de logistique ou de distribution) ;
- des impacts négatifs ont été identifiés pour des communautés se trouvant à l'une des extrémités ou aux deux extrémités de la chaîne de valeur (par exemple, au point d'extraction de métaux ou de minéraux, ou à proximité des sites de dépôt de déchets potentiellement radioactifs) ;
- un impact négatif a été identifié pour les activités de construction du Groupe comme pouvant particulièrement concerner des communautés locales ou autochtones et particulièrement dans certaines géographies.

Parmi les impacts négatifs identifiés, certains sont des impacts liés à des incidents ponctuels propres aux activités du Groupe ou à une relation d'affaires en particulier, par exemple les impacts sur la santé et sécurité des populations liés à des aléas ou accidents d'exploitation liés aux installations du Groupe. D'autres impacts négatifs sont des impacts étendus ou systémiques dans les contextes ou EDF opère ou s'approvisionne ou dans ses relations d'affaires, par exemple les impacts sur la santé et sécurité des populations liés à la production de matières premières dans l'amont de la chaîne de valeur ou encore la présence en zone de conflits ou dans des régimes non démocratiques.

Le Groupe a identifié la manière dont les communautés affectées présentant des caractéristiques particulières, c'est-à-dire celles exerçant des activités ou vivant dans des contextes particuliers, ou présentant un caractère de vulnérabilité, peuvent être exposées davantage à un risque de préjudice, par exemple pour les peuples autochtones ou les populations résidant dans des zones de conflit ou des régimes non démocratiques. L'identification de ces communautés a été réalisée *via* la revue documentaire, ainsi que *via* l'avis d'experts internes et externes.

Parmi les impacts positifs identifiés, on peut citer le développement territorial et la création de valeur économique, en termes d'emploi, de tourisme, de formation, de taxes et de redevances ; les achats locaux pouvant bénéficier aux entreprises à proximité, aux populations riveraines et aux autorités publiques des territoires où sont situées les installations du Groupe. Dans certaines géographies, le Groupe doit adapter ses installations au changement climatique, ce qui peut également bénéficier aux communautés locales. À l'international, le Groupe développe des projets permettant l'électrification du pays et/ou sa transition énergétique et peut permettre par ce biais d'améliorer l'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation ou au développement économique.

Un risque matériel pour le groupe EDF, identifié à la l'issue de l'analyse de double matérialité est celui du retard ou du potentiel abandon de projets portés par EDF à la suite de la faible prise en compte ou la perception du manque de prise en compte des retours des consultations des communautés locales ou du débat public en France (intérêts des populations, élus) dans les décisions. Ce risque est identifié sur le périmètre France et ne s'applique donc pas à l'ensemble des communautés affectées.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels identifiés ci-avant.

3.3.4.1 Politiques relatives aux communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales et populations autochtones concernées par ses activités, les IROs présentés ci-dessus sont couverts par les engagements Droits humains du Groupe (voir les sections 3.3.1.1 « Engagements en matière de Droits humains » et 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées ») et par la politique Responsabilité sociétale du Groupe dans son engagement relatif à la responsabilité des territoires (voir la section 3.1 « Informations générales »).

3.3.4.1.1 Engagements vis-à-vis des communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités (voir les sections 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains » et 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées »).

3.3.4.1.2 Engagements vis-à-vis des populations autochtones

Le groupe EDF s'engage à respecter les spécificités et les droits des populations autochtones concernées par ses activités (voir les sections 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains » et 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées » – sous-section « populations autochtones »).

3.3.4.2 Processus de dialogue avec les communautés affectées

3.3.4.2.1 Consultation, concertation et débat public

Le dialogue et la concertation sont l'un des engagements forts du groupe EDF en matière sociétale. En raison de son histoire, de ses missions de service public, de son rôle d'investisseur et d'exploitant d'installations énergétiques en France et à l'international, le groupe EDF capitalise une longue expérience d'écoute, de dialogue et de concertation avec une grande diversité de parties prenantes, de projets et de territoires.

Principes de dialogue et de relations dans les projets

L'ambition du groupe EDF est d'organiser autour de chaque nouveau projet, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, impliquant les communautés locales et autochtones tout au long du cycle de vie des projets. Les modalités sont spécifiquement adaptées en fonction, d'une part, de la nature, de l'importance et de l'étape du cycle de vie des projets, et d'autre part, des parties prenantes, dont les communautés locales ou peuples autochtones concernés.

Pour tous les projets supérieurs à 60 millions d'euros, le groupe EDF déploie une approche sociétale qui s'appuie sur les principes de l'Équateur [1] en matière d'identification et de participation des parties prenantes, en portant une attention toute particulière aux communautés locales et peuples autochtones. Les impacts de chaque projet font l'objet d'une diligence raisonnable environnementale et sociale, incluant un volet droits humains.

Le dialogue et la concertation sont initiés le plus en amont possible des projets, tout comme les mécanismes publics de réclamation et de reporting. Le dialogue se fait directement avec les communautés affectées ou avec leurs représentants légitimes ou encore avec des mandataires en fonction des projets et de leur contexte réglementaire et local (voir les sections 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations » et 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées »).

Un mécanisme public de réclamation est mis en place à un stade précoce du projet. Un reporting public est assuré. Le détail de la doctrine en matière de dialogue, de concertation et de relation aux parties prenantes du Groupe est décliné au sein d'une collection de guides pratiques.

Consultation spécifique des peuples autochtones

Les peuples autochtones peuvent constituer des groupes vulnérables parmi les communautés concernées par un nouvel aménagement. Les projets sont ainsi soumis à un processus de consultation éclairée, respectant les droits et protections dont bénéficient les peuples autochtones dans le cadre du droit national et international. Les circonstances particulières qui exigent un consentement libre, préalable et éclairé (CLIP ou FPIC - *Free, Prior and Informed Consent*) des peuples autochtones, peuvent notamment concerner notamment :

- les projets ayant un impact sur les terres et les ressources naturelles soumises à la propriété traditionnelle ou à l'usage coutumier de ces peuples ;
- les projets nécessitant le déplacement de peuples autochtones ;
- les projets ayant des incidences importantes sur le patrimoine culturel essentiel à l'identité de ces peuples.

Dispositifs d'écoute et de dialogue avec les parties prenantes en France

Les formes de dispositifs d'écoute, de dialogue et de concertation mis en œuvre par EDF sont multiples. Ils sont toujours adaptés à la singularité, au contexte et aux spécificités de chaque projet et de territoire. Une grande diversité d'outils est utilisée, depuis les baromètres d'opinion jusqu'aux dispositifs d'écoute des parties prenantes, menés sous forme d'enquêtes (sondages et questionnaires en ligne principalement) dans le cadre de procédures réglementaires de dialogue.

EDF élabore des dispositifs de dialogue territorial qui permettent l'information et l'association des publics en continu autour des projets, chantiers et installations exploitées par le groupe EDF. Selon l'envergure et la durée des projets, d'autres formats ou dispositifs de concertation sont organisés pour informer et associer les publics en amont, pendant et après la réalisation des projets : concertation volontaire, concertation préalable, concertation continue.

Ces dispositifs de concertation sont complétés par la procédure réglementaire d'enquête publique qui intervient dans le cadre de l'instruction des demandes d'autorisation des projets. Elles permettent aux autorités compétentes de consulter, d'informer et de recueillir formellement l'avis du public, préalablement à la décision d'autorisation administrative.

Les grands projets d'EDF peuvent faire l'objet de « débats publics [2] », sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP).

3.3.4.2.2 Structuration du dialogue avec les parties prenantes

En France, les démarches de dialogue et de concertation sont structurées au sein des organisations d'EDF pour adresser les différentes parties prenantes : acteurs de la société civile, clients, fournisseurs, salariés et représentants du personnel, partenaires, autorités, actionnaires, etc. (voir la section 3.1.3.2. « Intérêts et points de vue des parties prenantes »). Ainsi, les différents niveaux d'EDF sont impliqués : Comex, grandes Directions métiers, Unités (d'exploitation) régionales et locales, équipes opérationnelles en charge du développement des projets. À l'interface entre EDF et les projets développés sur les territoires, EDF s'appuie sur une Direction des Territoires et de l'Action Régionale (DTAR), dont le rôle est d'instaurer un dialogue transversal et de coordination interne et de dialoguer avec les parties prenantes des territoires au plus près des projets et des activités opérationnelles du Groupe.

Au niveau international, chaque filiale consolidée déploie les principes de dialogue et de consultation du Groupe au travers de sa propre organisation locale.

L'amélioration continue des pratiques de dialogue et de concertation

Le groupe EDF a développé un processus d'amélioration des pratiques de dialogue et de concertation, au travers :

- du développement des compétences des managers et des chefs de projet :

Une offre de formations vise à développer chez les salariés la connaissance des parties prenantes, l'appropriation des enjeux et la maîtrise des pratiques de dialogue et de concertation. Ouverte à toutes les directions et filiales France du groupe EDF, elle s'adresse tout particulièrement aux responsables en relation avec les parties prenantes : chefs de projet, managers, délégués territoriaux, communicants et membres des Délégations régionales.

EDF a mis en place un site intranet pour partager les expériences entre les équipes projet. Il s'agit d'un outil collaboratif, de partage des connaissances sous forme d'une base de données. Elle regroupe des documents, référentiels, méthodologies, retours d'expérience sur les démarches conduites pour les projets nucléaires, thermiques, hydroélectriques ou renouvelables. Le détail de la doctrine en matière de dialogue, de concertation et de relation aux parties prenantes du Groupe est décliné au sein d'une collection de guides pratiques. L'ensemble de ces canaux de partage permet de diffuser des enseignements, de capitaliser sur les bonnes pratiques, de développer les compétences afin d'améliorer constamment les processus, outils et actions de dialogue et de concertation.

- de la mise à disposition d'une expertise de haut niveau :

La R&D du groupe EDF dispose depuis trente ans d'une expertise pointue en matière d'acceptabilité locale des ouvrages et y dédie une partie de sa recherche-action. Cette compétence accompagne le Groupe dans la compréhension des enjeux d'acceptabilité, notamment sur les aspects environnementaux et sociétaux. Au-delà de leurs nombreux apports en termes doctrinaux et prospectifs, ces experts accompagnent les directions et les projets.

L'efficacité des actions de concertation est principalement mesurée au travers des bilans de concertation réalisés par la Commission nationale du débat public sous forme d'analyse croisée. Par exemple, pour l'EPR2 de Penly, les principales conclusions du bilan [3] mettent en exergue les résultats suivants, à savoir que le débat a permis :

- d'entendre une large expression et participation des publics y compris les plus jeunes, sous des modalités très variées ;
- de débattre de l'opportunité de réaliser le projet ou non et de ses alternatives, des enjeux socio-économiques qui s'y attachent et de ses impacts sur l'environnement et l'aménagement du territoire ;

(1) Voir le site internet equator-principles.com/)
(2) impactons.debatpublic.fr/debat-public/qu-est-ce-qu-un-debat-public/index.html
(3) www.debatpublic.fr/nouveaux-reacteurs-nucleaires-et-projet-penly/les-enseignements-du-debat-4131

- de répondre aux questions des publics lors des réunions physiques et distancielles et sur la plateforme internet du débat, ainsi que de participer aux échanges préalables sur les controverses techniques et présenter les arguments de la maîtrise d'ouvrage ;
- de mettre en discussion les thématiques et enjeux, tant de niveau national pour le programme, que de niveau local pour le projet à Penly ;
- d'apporter les éléments permettant de prendre la décision [1] d'implantation, tout en prenant en compte les recommandations et demandes de clarification de la Commission particulière du débat par l'équipe porteur de projet et sa note d'accompagnement [2] qui permet d'afficher clairement l'engagement de la concertation dans la durée.

3.3.4.3 Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations

Les dispositifs de recueil et de traitement des plaintes, alertes, signalements et réclamations, sont mis en place au niveau du Groupe [3] (voir aussi la section 3.3.1.2 « système d'alerte du groupe EDF ») et accessible pour chaque projet. Ces dispositifs sont accessibles à toute personne potentiellement impactée par les activités du Groupe et garantissent la confidentialité des alertes et des alerteurs. Par ailleurs, des dispositifs de collecte et de traitement des questions sont également mis en place localement.

Au niveau international, chaque projet met en place un mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes (MGRP).

Au Malawi, le consortium entre EDF et l'entreprise norvégienne SCATEC développe le projet Mpatamanga de construction d'une centrale hydroélectrique de 361 MW, lancé par le gouvernement, qui a débuté en 2022 avec une mise en service prévue en 2025 ou 2026. Ce projet dispose d'un mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes permettant aux parties prenantes d'adresser à la société de projet MHPL (Mptamanaga Hydro Power Limited, société de droit malawien) leurs requêtes, plaintes et questions. Celles-ci peuvent être adressées de différentes manières :

- en physique auprès d'un membre de MHPL, au ministère de l'Énergie à Lilongwe ou auprès d'un membre d'un GVGRC (*Group Village Grievance Redress Committee* [4]) ;
- par téléphone, SMS ou WhatsApp ;
- par courrier ou courriel.

Les requêtes et les plaintes sont triées selon leur catégorie afin d'être traitées par MHPL et GVGRC :

- les plaintes sont traitées selon la procédure classique de gestion des requêtes et des plaintes décrites selon le schéma ci-dessous ;
- les incidents sont traités selon la procédure de règlement des incidents ESHS (*Environmental, social health and safety*) ;
- les violences basées sur le genre, le harcèlement, l'exploitation et les abus sexuels sont adressés à partir de la procédure GBV (*Gender-Based Violence*) ;
- les questions, remarques et commentaires sont adressés selon le processus de gestion QCC (*Questions, Comments & Concerns*).MHPL informe les parties prenantes de l'existence de ce mécanisme grâce aux GVGRC sur le terrain ainsi que par la diffusion d'informations au cinéma communautaire et autres médias. Depuis le début du projet, 20 plaintes ont été reçues, dont 19 ont été résolues et une encore en cours de résolution à fin 2024.

En Oman, EDF Renouvelables, en consortium avec la société sud-coréenne Korea Western Power Co, développe la centrale solaire Manah I Solar, qui affichera une capacité de 500 MW. Cette installation, dotée de plus d'un million de panneaux photovoltaïques bifaciaux et de trackers, s'étend sur une superficie totale de 15 millions de mètres carrés. Sa mise en service est prévue pour 2025.

Pour garantir une communication efficace et la prise en charge des préoccupations pendant la phase de chantier, le projet intègre un mécanisme de gestion des plaintes articulé autour de deux piliers principaux :

- l'instauration d'un numéro WhatsApp dédié, permettant l'envoi de messages écrits ou vocaux de la part des travailleurs ;
- la communication de ce numéro, ainsi que les détails du système de gestion des plaintes, lors des sessions d'intégration destinées aux nouveaux travailleurs.

Les plaintes reçues sont consignées dans un registre spécifique, géré par l'équipe HSE (Hygiène, Santé-Sécurité et Environnement) du projet. Cette équipe, polyglotte, assure une prise en charge adéquate des plaintes, reflétant l'engagement du projet envers une gestion responsable des retours des parties prenantes.

3.3.4.4 Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées

3.3.4.4.1 Santé et sécurité de tous

Le groupe EDF s'engage en faveur de la santé et de la sécurité de tous. À ce titre, le Groupe développe les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique, de politiques santé pour ses salariés et ses sous-traitants (diminuer les accidents, éradiquer les accidents mortels, développer la gestion des risques psychosociaux, adapter les modes d'organisation du travail, garantir un haut niveau de protection sociale), d'offres commerciales liées au bien-être, de qualité de l'air, et de réduction des nuisances (voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur », paragraphe « Respect de la santé et de la sécurité de tous »).

Pour tenir cet engagement, les actions mises en œuvre sont décrites dans chaque partie correspondante, à savoir :

- sûreté : pour le détail des actions permettant d'assurer l'exploitation des installations des centrales nucléaires et hydrauliques en toute sûreté, voir la section 3.4.5.3 « Sûreté » de la norme G1 ;
- pollution : pour le détail des actions permettant d'éviter ou réduire des impacts négatifs significatifs liés à l'introduction de substances, vibrations, chaleur, bruit, lumière ou tout autre contaminant présent dans l'air, l'eau ou le sol susceptible d'avoir un effet sur la santé des communautés, voir la norme ESRS E2 dans la section 3.2.3 « ESRS E2 – Pollution » ;
- biodiversité : pour le détail des actions visant à éviter, réduire ou compenser des atteintes à la biodiversité susceptible d'avoir un effet sur la santé des communautés, voir la norme ESRS E4 dans la section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystèmes ».

(1) www.debatpublic.fr/nouveaux-reacteurs-nucleaires-et-projet-penly/les-suites-du-debat-3367
(2) www.debatpublic.fr/sites/default/files/2023-07/EPR2-Penly_Note-accompagnement-EDF_Vdef%2028-06-2023.pdf
(3) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/programme-ethique-et-conformite/dispositif-dalerte-groupe
(4) *Group Village Grievance Redress Committee* (GVGRC) : comité formé au niveau d'un village impliqué dans la gestion des plaintes des communautés impactées par le projet. Un GVGRC est formé d'un membre du comité de développement du village, de deux personnes affectées par le projet, d'un représentant de la police communautaire, des femmes, des jeunes et de l'organisation religieuse locale ainsi que d'un membre du *National Resource Management Committee*, d'un travailleur et du chef du village.

3.3.4.4.2 Les projets en France et à l'international

3.3.4.4.2.1 Le processus de décision d'investissement du Groupe

Voir les sections 3.3.3.4.4 « Processus de prise en compte des droits des travailleurs dans les projets » et 3.3.3.4.4.1. « Le processus de décision d'investissement du Groupe ».

3.3.4.4.2.2 Projets en France

Parmi les grands projets d'EDF en France, certains font l'objet de « débats publics » (voir la section 3.3.4.2.1 « Consultation, concertation et débat public »), Ainsi, après celui organisé en 2023 sur le programme de nouveaux réacteurs nucléaires et sur le projet de construction de deux réacteurs EPR2 à Penly, deux autres débats publics d'une durée de quatre mois ont été lancés en 2024 : celui sur le projet de deux EPR2 à Gravelines et celui sur le projet d'un Technocentre à Fessenheim. Pour chacun, la CNDP a organisé un dispositif de concertation complet et multiforme (réunions publiques, ateliers thématiques, débats mobiles, webinaires, visites de terrain, etc.) et ouvert des sites internet dédiés accessibles à tous [1]. Au-delà de l'information sur les projets et sur les modalités de la concertation, ils permettent à toute personne de s'exprimer, en participant en ligne à un forum de discussion ou en posant des questions sur les projets auxquelles EDF s'engage à répondre, sous 15 jours, pour les EPR2 Gravelines et 8 jours pour le Technocentre.

EDF Hydro, dans le cadre du projet Vouglans-Saut-Mortier, visant à l'installation d'une turbine-pompe en rive gauche de la retenue de Saut-Mortier, à proximité immédiate de l'actuelle usine hydroélectrique dans le Jura, a organisé une démarche de concertation volontaire dès le lancement des études. Cette démarche, sous l'égide de la CNDP, a conduit à plusieurs évolutions du projet pour atteindre l'optimum entre les différents enjeux, énergétiques, environnementaux et d'usages de l'eau. Cette approche anticipée a été soulignée lors de l'enquête publique qui s'est déroulée entre mai et juin 2023. Depuis l'été 2024, le projet est entré en phase de travaux. Le dialogue et la concertation se poursuivent avec, par exemple, la mise en place d'un comité de suivi environnemental.

Au-delà du dialogue et de la concertation dans le cadre des projets, EDF veille en permanence à gérer les aménagements hydroélectriques qu'elle exploite en concertation avec les parties prenantes (État, collectivités locales, agences de l'eau, associations, etc.). Ainsi, EDF participe aux instances de gouvernance et de gestion nationale et locale de l'eau (comité national de l'eau, comités de bassins, commissions locales de l'eau, etc.).

En Corse, à Ajaccio, EDF Production Électrique Insulaire (PEI) développe le projet de la centrale bioénergie du Ricanto, dont le processus de concertation réglementaire s'est achevé en 2024. D'une puissance de 130 MW, cette centrale fonctionnera aux bioliquides et remplacera, à horizon 2027, la centrale électrique du Vazzio, qui fonctionne au fuel lourd et permettra de couvrir les besoins en électricité d'Ajaccio et de sa région, de pérenniser les emplois et l'activité industrielle du bassin ajaccien et de participer à l'équilibre du mix énergétique corse. Le processus de concertation, initié en 2020 a été l'occasion de débattre de toutes les questions qui se posent concernant les caractéristiques du projet, ses effets sur son environnement et les modalités de sa mise en œuvre. Afin de permettre de recueillir la contribution du public, plusieurs solutions de participation ont été offertes : un site internet dédié au projet [2] et des registres papier mis à disposition dans les mairies. Des réunions publiques ont aussi été organisées. Des rencontres à Ajaccio sont venues compléter le dispositif, sous forme d'échanges avec le public sur les lieux les plus fréquentés (centres commerciaux, marchés...), *via* des permanences téléphoniques ou encore sous forme d'ateliers thématiques pour approfondir certains sujets (caractéristiques techniques du projet et approvisionnement de la centrale en combustibles puis effets environnementaux du projet et enjeux socioéconomiques). Toutes les réunions ont été organisées dans une salle à proximité du site du Ricanto. Elles ont été retransmises en direct *via* une plateforme d'échange pour permettre au plus grand nombre d'y participer.

Plusieurs supports d'information ont été diffusés pour informer le public du déroulement de la concertation : un avis d'information réglementaire publié sur internet, dans la presse et affiché sur site ; des flyers distribués en boîtes aux lettres dans les quartiers riverains du projet et à disposition sur les mairies hébergeant les registres papier ; des annonces publicitaires dans les pages régionales de Corse Matin, etc.

La commission d'enquête a publié son rapport final qui conclut à un avis favorable au projet, sans réserve.

Suite aux avis favorables du CODERST (Conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques) le 7 février 2024, les arrêtés d'autorisation environnementale ont été signés le 15 février 2024. La concertation se poursuit durant tout le chantier et pendant l'exploitation.

3.3.4.4.2.3 Projets internationaux

À l'international, les projets développent, en fonction du contexte, un Plan d'engagement des parties prenantes (PEPP), consistant à identifier les parties prenantes pertinentes et à déterminer, d'informer et recueillir les avis de ces dernières, d'y répondre et d'impliquer les communautés locales et autochtones tout au long du cycle de vie des projets.

Au Cameroun, le projet Nachtigal, dont la construction d'une centrale hydroélectrique de 420 MW a démarré en 2019 avec une mise en service progressive prévue entre 2024 et 2025, a déployé un PEPP - Plan d'engagement des parties prenantes- sur l'ensemble des phases du projet.

Les parties prenantes du projet Nachtigal ont été identifiées dont les principales sont les suivantes : les PAP - personnes affectées par le projet - (agriculteurs, pêcheurs, mareyeuses, exploitants, sableurs), les jeunes, les femmes, les collectivités locales décentralisées, les chefs de circonscriptions, les autorités traditionnelles (chefs de villages, notables), les communautés locales, les ministères et les responsables d'établissements scolaires.

Le PEPP a comporté différentes stratégies d'engagement des parties prenantes :

- des réunions d'information et de consultation pour les personnes affectées par le projet, les personnes vulnérables, les responsables des organisations locales, les chefs de villages, les maires et les responsables d'établissements scolaires ;
- des réunions de sensibilisation sur des sujets de santé et sécurité à destination des écoles, des associations locales et des entreprises ;
- des campagnes ciblées (par téléphone, SMS, courriels) dédiées aux administrations centrales et locales, aux associations locales afin de les inviter à assister aux réunions d'information ;
- des forums de concertation communautaire organisés dans les villages ;
- la définition d'un cadre de concertation territorial avec les maires, les conseillers régionaux et municipaux ;
- un focus groupe à destination des personnes vulnérables et des pêcheurs ;
- des visites de terrain et rencontres avec les populations riveraines et les constructeurs.

Au total, plus de 140 réunions ont été organisées avec les parties prenantes sur des sujets de réinstallation, restauration des moyens d'existence, formation, développement économique et sensibilisation.

Des modes de communication ont également été définis dans le PEPP, incluant une correspondance directe, des affiches et flyers, le site internet de Nachtigal, les réseaux sociaux, un groupe WhatsApp à destination des autorités administratives et municipales, la radio locale avec une émission mensuelle, ainsi que des panneaux d'affichage.

(1) participer-debat-gravelines.cndp.fr/projects ; www.debatpublic.fr/projet-technocentre-fessenheim
(2) www.centraleduricanto.fr

Au Chili, EDF Renouvelables promeut le plus tôt possible l'installation de relations communautaires avec les parties prenantes identifiées dans les zones d'intérêt des projets. Par exemple, à Quebrada Locayo Wind Farm et Fénix Wind Farm (deux projets éoliens en cours de développement), EDF Renouvelables travaille avec des consultants en relations communautaires avant le début de l'évaluation environnementale du projet. Dans le cas où des peuples autochtones sont identifiés, EDF Renouvelables déploie un dialogue précoce avec ces communautés en tenant compte de la norme de la Convention 169 de l'OIT, par exemple sur le projet Fénix Wind Farm avec les communautés mapuches.

3.3.4.4.3 Des bénéfices pour les populations locales

Le Groupe contribue également au développement local par l'emploi, l'impôt, les achats, mais également par de nombreuses initiatives en faveur de la dynamisation du territoire, ainsi que par son action en matière d'accès à l'énergie dans les pays en développement.

Création de valeur dans les territoires

À l'échelon local, le Groupe déploie de très nombreuses initiatives pour contribuer à la dynamisation du tissu économique, social et humain en France (voir la section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »).

La politique fournisseurs groupe EDF privilégie l'ancrage local et la création de valeur dans les territoires (voir la section 3.3.3.1.2 « Politique fournisseurs »).

Plus de 95 % des achats sont réalisés en France grâce, en particulier au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe. 97 % des achats sont réalisés dans l'Union européenne (99 % dans l'Association européenne de libre-échange).

Dans le domaine du nucléaire, chaque site existant dispose d'une personne déléguée à l'ancrage territorial, qui communique auprès du tissu local les opportunités de partenariats à court, moyen, et long termes, et fait le bilan des retombées économiques pour les départements et régions. Dans les limites du respect du Code de la commande publique, les entreprises locales sont informées et invitées à se positionner pour nouer des partenariats avec le Groupe. Les projets nationaux de construction (EPR2), de déconstruction (Fessenheim, programme d'accompagnement Meuse et Haute-Marne) et de maintenance (Grand Carénage) se mobilisent pour dialoguer avec les régions concernées sur les retombées positives pour le territoire. EDF SA est également impliquée dans les associations de suivi des fournisseurs de la filière nucléaire (SFEN, GIFEN).

Dans la continuité des années passées, la Direction des Achats Groupe participe aux programmes et évènements de l'association Pacte PME, tels que l'alliance décarbonation. Cette alliance vise à accompagner les petites et moyennes entreprises (PME) dans une démarche de réduction du Bilan carbone de leurs activités sous l'impulsion des grands comptes. EDF engage ses fournisseurs PME à se former aux enjeux climatiques, à signer la charte pour la décarbonation, et à suivre un programme pour la mise en place d'un plan d'action.

La Direction des Achats Groupe est également présente auprès des Directions de l'Action Régionale pour promouvoir les partenariats entre EDF et ses fournisseurs locaux, notamment au travers des chambres de commerce et d'industrie.

En France, la politique fournisseurs, qui favorise de longue date la relation aux PME, incite également à recourir au secteur adapté et protégé (STPA) et aux structures d'insertion par l'activité économique (SIAE). EDF use pleinement des possibilités offertes par la directive 2014/25/UE sur les réservations de certains achats à ces secteurs.

En 2024, les achats d'EDF au secteur solidaire sont de 17,1 millions d'euros.

En 2024, la Direction des Achats Groupe, avec la mission Handicap de la Direction des Ressources Humaines Groupe, a organisé un webinaire sur les achats solidaires, animé par notre partenaire Hosmoz. Dans la continuité de cette démarche, les équipes d'acheteurs d'EDF se mobilisent pour échanger sur le secteur du travail adapté et protégé en lien avec leurs segments d'achats (secteurs de l'immobilier et services généraux notamment).

De plus, le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1 milliard d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales. Plus d'informations, sur la politique fiscale du groupe, sont disponibles dans la section 3.4.2.4 « Politique fiscale - Contribution au développement par l'impôt ».

À l'international, dans le cadre de la construction de la centrale hydroélectrique Nachtigal (voir la section 3.3.4.4.2.3 « Projets internationaux »), le projet a accéléré le développement socio-économique de la région sur 5 axes :

- la santé : construction d'un service de radiologie, dotation d'une ambulance médicalisée, campagnes de sensibilisation (lutte contre l'onchocercose, ophtalmologie, odontologie…) ;
- l'accès à l'eau : formation de 165 personnes dont 4 agents communaux et 161 membres des comités de gestion des forages construits par NHPC (*Nachtigal Hydro Power Company*, société de droit camerounais) ;
- l'éducation et développement professionnel : construction et équipement de 9 salles de classes, de 3 ateliers techniques, remise de prix d'excellence à 63 élèves de la zone du projet et ouverture d'opportunités de stage au sein de NHPC ;
- le développement d'activités génératrices de revenus : construction de 44 boutiques, appui aux projets économiques de 20 associations de femmes notamment ;
- l'électrification.

Le Projet a également permis de soutenir l'emploi local, avec, pendant la phase de construction, l'emploi de 1 004 travailleurs dont 93 % de nationaux et 12 % de femmes et le recrutement, au sein de NHPC, de 126 employés dont 95 % de nationaux et 31 % de femmes. Dans le domaine de l'hydroélectrique en France continentale, le programme « EDF, une rivière, un territoire », organisé autour de 7 agences régionales, travaille depuis 2012 avec les tissus industriels des vallées hydrauliques pour faciliter l'accès des TPE-PME aux marchés d'EDF Hydro. Plus de 1 800 entreprises sont référencées dans les panels d'achats fournisseurs. Grâce aux prêts portés par leur fonds d'investissement, ce programme de proximité a permis de créer ou de préserver plus de 730 emplois dans les vallées par l'octroi de prêts à plus d'une soixantaine d'entreprises locales.

L'empreinte emploi d'un territoire, d'un projet ou d'un champ d'activité se décompose en impacts directs (salariés EDF, voir la section 3.3.2.4.1.1 « Le groupe EDF, l'un des principaux recruteurs industriels »), indirects (impact des achats d'EDF sur l'ensemble de sa chaîne de fournisseurs) et induits (impact de la consommation des salariés et des fournisseurs, et emplois induits par les impôts et taxes). Les salariés d'EDF, mais aussi les salariés de la chaîne de fournisseurs, consomment une partie de leur salaire sur le territoire et payent des impôts et taxes.

Par son activité, EDF contribue au développement économique des territoires au sein desquels elle opère, y compris dans un contexte d'activités ou territoires en décroissances.

L'étude menée en 2024 montre qu'environ 374 000 emplois (dont près de 65 000 emplois directs) sont soutenus par EDF en France. Sur l'ensemble du territoire français, un emploi direct génère environ 4,8 emplois indirects et induits.

Environ 1,2 % des emplois français sont ainsi « soutenus » par EDF.

Pour les activités ou territoires en décroissance

Une solidarité renforcée lors de l'arrêt de centrales

Le Groupe accompagne les fermetures de site en mettant en place des dispositifs de redéploiement adaptés à chaque situation permettant de proposer aux salariés concernés par ces cessations d'activité des solutions sur le bassin d'emploi local lorsque cela est possible.

Des concertations spécifiques négociées avec les organisations syndicales encadrent les fermetures des centrales du parc de production et prévoient les dispositifs d'accompagnement financiers particuliers. Ces fermetures sont accompagnées d'actions pour développer de nouvelles activités économiques locales, afin de compenser les pertes d'emplois et de revenus fiscaux des communes hébergeant ces installations.

À titre d'exemple, l'ancienne centrale au fioul de Porcheville, à l'arrêt depuis 2017, accueillera prochainement une ferme de 12 000 panneaux solaires et un site de stockage de batteries. L'accompagnement de la reconversion industrielle

Le Groupe est intégré dans le programme national de réindustrialisation par et pour les territoires, lancé en 2018 et prolongé pour la période 2023-2027, appelé Contrats Territoires d'Industrie (CTI). Cette initiative s'inscrit dans le cadre d'une stratégie de reconquête industrielle et de développement des territoires. Elle vise à mobiliser de manière coordonnée les leviers d'intervention qui relèvent de l'État et de ses opérateurs, des collectivités territoriales, des établissements publics ou des entreprises, au service de l'industrie et de leur territoire.

Plusieurs projets ont vu le jour à Aramon (centrale thermique à charbon fermée en 2015) avec notamment le réemploi des anciens équipements industriels sur d'autres sites du Groupe, s'inscrivant ainsi dans la démarche d'économie circulaire au cœur de la stratégie d'EDF. De même, l'accompagnement à la reconversion de cette centrale a également favorisé l'implantation de la tranche 2 de la centrale photovoltaïque, sur une partie inondable du site, portant ainsi la puissance installée totale à 10 MWc environ. Ce programme de reconversion a permis la création de la CleanTech Vallée (association composée de 11 membres publics et privés) et du CleanTechBooster qui a permis d'accompagner plus de 40 entreprises et favoriser la création de plus de 50 emplois.

Accès à l'énergie dans les pays en développement

La plupart des grands projets d'EDF visent à améliorer l'accès à l'énergie aux échelles locale, régionale et nationale, *a fortiori* en Afrique et en Asie, comme le projet de barrage hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun.

EDF développe notamment des projets *off-grid* pour permettre la fourniture de services électriques à des particuliers ou des très petites entreprises, pour l'essentiel situés en Afrique comme ZECI en Côte d'Ivoire ou Bboxx au Togo (voir la section 1.4.5.3.7 « Afrique »).

À fin 2024, le nombre total de clients *off-grid* sera d'environ 560 000, soit 40 000 clients supplémentaires en 2024.

La Direction Internationale développe principalement trois types de services :

- les systèmes solaires domestiques *(solar home systems)*, systèmes photovoltaïques autonomes qui reposent sur des panneaux solaires et des batteries, permettant aux populations éloignées et non raccordées au réseau électrique de répondre à leurs besoins énergétiques de base. Ils sont souvent vendus en lot avec des appareils à faible consommation d'énergie, tels que des lampes, des radios, des ventilateurs ou des télévisions ;
- les pompes solaires, qui permettent aux petits exploitants agricoles dans les zones non raccordées au réseau d'irriguer leurs terres en utilisant une énergie durable ;
- les mini-réseaux (*mini-grids*), systèmes de production et de distribution électrique de moins de 10 mégawatts (MW) qui desservent les clients *via* un réseau de distribution local.

Au-delà de ces projets, EDF travaille à renouveler ses modèles d'affaires alliant son savoir-faire traditionnel aux innovations technologiques et économiques.

L'action de mécénat du Groupe complète ce dispositif

En matière d'accès à l'énergie à l'international, le groupe EDF intervient également sous le régime du mécénat au travers de la Fondation groupe EDF, qui soutient des structures d'intérêt général intervenant à l'international et met à disposition des volontaires, salariés d'entités du groupe EDF, pour la réalisation de missions dans ce cadre, ou *via* des partenariats avec des associations telles qu'Électriciens sans frontières et Énergies sans frontières, et enfin au travers de partenariats animés par ses filiales. Électriciens sans frontières et Énergies sans frontières, dont EDF et Enedis sont partenaires, luttent contre les inégalités d'accès à l'électricité et à l'eau dans le monde.

En 2024, la Fondation groupe EDF a soutenu 33 projets à l'international, pour un montant total de 1,54 million d'euros, dont 26 projets représentant des soutiens financiers pour un montant de 1,15 million d'euros dans lesquels l'électricité est notamment un vecteur d'accès à l'eau, à l'éducation, à la formation et à l'insertion professionnelle. La Fondation groupe EDF intervient à l'international par un apport combiné de mécénat financier et de mécénat de compétences de salariés du Groupe (51 volontaires pour un total de 495 jours ouvrés de mission en 2024).

3.3.4.5 Cibles et indicateurs relatifs aux communautés affectées

EDF est en cours de réflexion pour la fixation d'une cible en rapport avec les IROs, pour 2025.

Pour les projets de plus de 60 millions d'euros examinés en CECEG (voir la section 3.1.2.1.2.5 « Le Comité des engagements du Comité Exécutif Groupe (CECEG) ») ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement, les entités du Groupe concernées mettent en place le dialogue et la concertation appropriés, en cohérence avec les principes dits « de l'Équateur ».

L'indicateur clé de performance du Groupe concerne la part annuelle de ces projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée. Cela signifie *a minima* que chaque projet concerné a initié ou mis en place une stratégie de dialogue et concertation et que les différentes parties prenantes (en particulier les communautés locales et autochtones) sont prises en compte, des mesures spécifiques pouvant avoir été prises pour répondre à leurs attentes.

L'indicateur retenu pour évaluer l'impact positif de développement territorial est le taux d'achats territorial. Il mesure la part du montant commandé à des entreprises enregistrées sur le territoire national. Ce taux permet d'illustrer la contribution d'EDF SA au tissu économique français pour le premier rang de sa chaîne de sous-traitance.

Enjeu de durabilité	Indicateur	Cible	Référence	Revue	Périmètre	Performance 2023	2024
Dialogue et concertation avec les parties prenantes	Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée	100 %	2021	Annuelle	Projets de plus de 60 millions d'euros examinés en CECEG	100 %	100 %
Développement territorial	Taux d'achats territorial	À définir en 2025	Nouvel indicateur	Annuelle	Périmètre EDF SA	94,5 %	95,4 %

Précisions sur les indicateurs

Les projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée avec les parties prenantes sont ceux ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement grâce aux études préalables : diagnostics des territoires, études d'impact…

Le taux d'achats territorial est calculé au périmètre d'EDF SA, sur le premier rang de la chaîne de sous-traitance en 2024. L'indicateur sera susceptible d'évoluer en 2025 pour prendre en compte l'ensemble des filiales du Groupe.

3.3.5 ESRS S4 - Consommateurs et utilisateurs finaux

Le groupe EDF, par la diversité de ses activités, est en lien avec différentes typologies de clients : des particuliers, des entreprises, des territoires et des administrations publiques. Le groupe EDF souhaite être le partenaire de confiance de ses clients. La fourniture d'énergie, mission principale du groupe, implique une proximité avec 34,9 millions de clients électricité et 6,6 millions de clients gaz à travers le monde (périmètre consolidé, décompte en points de livraison). Le Groupe accompagne également les clients dans la réduction de leur empreinte carbone à plusieurs titres :

- en étant aux côtés de ses clients pour favoriser leur décarbonation, par l'efficacité énergétique et l'électrification des usages, des procédés industriels à la mobilité, ainsi qu'aux bâtiments tertiaires et résidentiels ;
- en aidant ses clients particuliers, entreprises et collectivités locales, à devenir les acteurs de leur consommation d'énergie (autoconsommation, solutions numériques de pilotage des consommations) ;
- en incitant, en complément, ses clients à consommer de manière plus sobre en partageant des conseils sur les gestes vertueux au quotidien (« les écogestes »).

La prise en compte des clients les plus fragiles est au cœur de l'action du Groupe en faveur d'une transition énergétique juste et inclusive. C'est la raison pour laquelle le groupe EDF confirme et renouvelle son engagement en faveur des clients en situation de précarité énergétique, en intensifiant la connaissance de cette réalité diverse et complexe et en déployant des solutions d'accompagnement autour des dispositifs publics et d'initiatives spécifiques de solidarité.

Une attention particulière est portée à la protection des données clients du groupe EDF, et plus globalement à la protection de son patrimoine informationnel.

Dans le cadre de son analyse de double matérialité, les sujets en lien avec les consommateurs et utilisateurs finaux ont été identifiés comme matériels concernant la continuité et fourniture d'électricité, la protection des données personnelles, ainsi que l'inclusion sociale et la précarité énergétique. Ils seront détaillés ci-après dans les parties correspondantes.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Protection des données personnelles (1) (*cf.* section 3.3.5.3)	Fuites de données personnelles	La manipulation d'un nombre important de données peut augmenter le risque d'une fuite de données personnelles, notamment *via* des attaques cyber, portant atteintes aux droits et libertés des individus concernés.	Court et moyen terme
Continuité et fourniture d'électricité (2) (*cf.* section 3.3.5.1)	Continuité et fourniture d'électricité	La distribution d'énergie par le Groupe à ses clients peut être perturbée par des évènements internes ou externes de diverses natures (évènements climatiques extrêmes, grèves, cybersécurité ou évènements d'ordre géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, déséquilibre offre-demande), pouvant impacter la vente d'énergie aux clients.	Court terme
	Mission de service public	Les activités du Groupe sécurisent l'approvisionnement d'énergie aux clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur, depuis la production jusqu'à la distribution et fourniture.	Court et moyen terme
Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux (1) (*cf.* section 3.3.5.2)	Maîtrise de la consommation et des usages de l'électricité	La mise à disposition des données issues des compteurs communicants, l'aide à l'autoconsommation et les actions de sensibilisation à la sobriété et à l'efficacité énergétique permettent aux clients d'améliorer la maîtrise de leur consommation et de leurs usages d'électricité, ainsi que des gains financiers, et favorisent également l'accompagnement des clients précaires.	Court et moyen terme

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.
(2) Sous-thème défini par EDF.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux (1) (*cf.* section 3.3.5.2)	Augmentation des impayés	La hausse des prix de vente de l'énergie peut augmenter le nombre de ménages en situation de précarité énergétique et donc entraîner le non-paiement des factures d'énergie.
Continuité et fourniture d'électricité (2) (*cf.* section 3.3.5.1)	Offres de flexibilité	Le besoin de sécuriser l'approvisionnement en énergie des clients ainsi que de permettre à ceux-ci un meilleur contrôle de leurs factures, crée de nouvelles opportunités de marché pour le Groupe *via* le développement d'offres innovantes de flexibilité.

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.
(2) Sous-thème défini par EDF.

Les typologies de clients concernées par ces impacts en 2024 sont les clients électricité particuliers (31,5 millions pour le G4) : plus de détails sur ces impacts sont disponibles dans les sections suivantes.

Les activités du Groupe peuvent avoir différents impacts sur les consommateurs d'énergie. Les cyberattaques peuvent entraîner des conséquences importantes pour les clients, comme l'usurpation d'identité ou le piratage de compte en ligne. Certains ménages peuvent être confrontés à la précarité énergétique, ce qui peut mener au non-paiement des factures. Les interruptions de fourniture peuvent également avoir un impact négatif sur les consommateurs. Cependant, le Groupe, par son positionnement sur l'ensemble de la chaîne de valeur, contribue à la sécurité de l'approvisionnement en énergie, ce qui peut bénéficier aux consommateurs. De plus, grâce à la mise à disposition des données des compteurs communicants, l'aide à l'autoconsommation et les actions de sensibilisation à la sobriété et à l'efficacité énergétique, EDF permet aux clients d'améliorer la maîtrise de leur consommation d'électricité et favorise l'accompagnement des clients précaires.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels identifiés ci-avant.

En aval de la chaîne de valeur d'EDF pourraient se matérialiser des cas de non-respect des instruments internationalement reconnus en lien avec les droits humains concernant les consommateurs et utilisateurs finaux, par exemple en cas d'atteinte aux droits et libertés de consommateurs victimes d'une fuite de données personnelles, ou en cas de rupture de la continuité et fourniture d'électricité ayant des conséquences sur la santé et sécurité des consommateurs ou utilisateurs. Les engagements pris par le groupe EDF pour éviter ces impacts sur les consommateurs et utilisateurs finaux sont rappelés dans la section 3.3.1.1.4 « Les droits des consommateurs et utilisateurs finaux ».

Lorsque d'éventuels problèmes et incidents graves en matière de droits humains liés aux consommateurs et utilisateurs finaux ont été signalés, ils sont détaillés dans la section 3.3.1.2. « Système d'alerte du groupe EDF ».

3.3.5.1 Continuité et fourniture d'électricité

Comme expliqué dans la section 1.4.1 « Activités de production d'électricité », le groupe EDF dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde contribuant ainsi à sa mission de service public en France par la couverture des besoins des consommateurs et utilisateurs finaux.

Afin d'alimenter à tout moment les consommateurs et utilisateurs finaux en électricité, le groupe EDF doit aussi garantir, dans le cadre de sa mission de service public :

- la disponibilité d'une électricité en quantité suffisante à tout instant ;
- l'acheminement de cette électricité vers les consommateurs et utilisateurs finaux.

Ces deux aspects sont gérés de façon concomitante pour assurer la continuité et fourniture d'électricité aux consommateurs et utilisateurs finaux. Les activités de distribution d'électricité au sein du Groupe sont réalisées uniquement en France par Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF SEI et concernent environ 39 millions de foyers sur le territoire français.

3.3.5.1.1 Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Les engagements incombant à EDF S.A. en matière de service public couvrent la continuité et fourniture d'électricité des consommateurs, et concernent :

- la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix d'être aux tarifs réglementés de vente ;
- la production comprenant la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- l'obligation d'achat ou de conclure des contrats de complément de rémunération concernant l'électricité produite par les installations entrant dans le champ de ces dispositifs ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Ces engagements sont détaillés dans le Contrat de service public conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat précise les modalités de compensation financière des engagements de service et demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Ce contrat se rapporte à des enjeux notamment d'impacts sociaux et d'opportunités liées à la création d'offres de flexibilité et aux enjeux de durabilité associés. Un comité de suivi est mis en place réunissant les services de l'État concernés et animé par le ministre chargé de l'énergie. Chaque année, une réunion de suivi des engagements des parties au présent contrat est organisée. Un bilan triennal est établi conjointement par l'État et par EDF. Au titre de l'article 1er de la loi du 9 août 2004, ce document fera l'objet d'une transmission au Parlement.

Ces engagements en matière de service public s'appliquent au groupe EDF en France sur l'ensemble de sa chaîne de valeur, depuis la production jusqu'à la distribution et fourniture d'électricité. Ce contrat stipule également des engagements pour le réseau de distribution d'électricité.

La qualité de la desserte et de la fourniture d'énergie constitue un objectif majeur pour le groupe EDF, en particulier par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau Enedis (1). C'est la raison pour laquelle une politique d'amélioration continue est portée en son sein afin d'avoir un réseau plus robuste, plus intelligent et plus flexible.

Les systèmes électriques non interconnectés au réseau métropolitain continental, ou ZNI (zones non interconnectées), sont opérés par EDF, *via* sa Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI). Ils comprennent la Corse, des départements d'outre-mer (excepté Mayotte) et des collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon, ainsi que plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène, Chausey). EDF SEI y assure au quotidien l'équilibre entre offre et demande. Elle gère l'ensemble des réseaux et exerce une activité de commercialisation au tarif réglementé de vente, orientée par une politique active d'efficacité énergétique.

Les surcoûts de production dans ces territoires par rapport aux coûts équivalents de métropole sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre sont compensés par le budget de l'État. Les coûts supportés par le gestionnaire de réseau sont, quant à eux, couverts par le Tarif d'utilisation du réseau public et de distribution d'électricité (TURPE) payé par les utilisateurs du réseau et par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

Enfin, le groupe Électricité de Strasbourg (ÉS), détenu à 89 % par EDF, est un énergéticien alsacien durablement engagé dans la performance énergétique et économique de son territoire. Il exerce quatre activités : la distribution d'électricité et de gaz, la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables. Ce portefeuille d'activités permet au groupe ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

À travers sa filiale de distribution Strasbourg Électricité Réseaux, le groupe ÉS exerce les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité dans le respect des règles d'indépendance de gestion et du code de bonne conduite. Strasbourg Électricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique d'environ 15 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes. Elle dessert près de 600 000 points de service dans les différents niveaux de tension, ainsi que des connexions avec le réseau d'Enedis et deux autres gestionnaires de réseau locaux en aval.

(1) Gestionnaire du réseau public de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

3.3.5.1.2 Processus de dialogue relatif à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Les clients du groupe EDF bénéficient de plusieurs modes de dialogue avec les entités du Groupe.

L'action du Groupe en matière de développement d'outils numériques a permis de renforcer l'accessibilité aux informations. L'évolution rapide du nombre de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation illustre le changement culturel qui s'opère en raison de l'évolution des prix de l'énergie.

Forte de 5 000 conseillers clients, tous basés en France, la Direction du Marché des Clients Particuliers accompagne en France les clients, dès la demande de souscription du contrat en proposant le contrat adapté à leurs usages et aux besoins de leur foyer. Ils les accompagnent également dans la compréhension et la maîtrise de leurs factures. EDF investit sur ses outils digitaux pour permettre, gratuitement, à ses clients de suivre leur consommation et leur facture. Il y a eu 210 millions de visites en 2024 sur les outils de suivi de consommation dont l'application EDF & Moi, par 7,4 millions d'utilisateurs uniques.

Le gestionnaire du réseau de distribution Enedis a également déployé un dispositif complet d'informations pour permettre à chaque client de savoir s'il est concerné par un délestage programmé, à l'aide de différents canaux d'informations adaptés à la diversité des clients (serveur vocal interactif, site internet[1], e-mails ou SMS).

Le développement de ces différents services numériques apporte davantage d'informations aux clients, et donc plus de transparence, leur permettant de mieux gérer l'impact de l'interruption de fourniture sur leur activité, voire de le limiter.

EDF SEI et Électricité de Strasbourg disposent également d'un site institutionnel, d'un espace privé numérique et d'applications dédiées pour que les clients puissent être informés en continu et suivre leur consommation.

3.3.5.1.3 Procédures de réparation des impacts négatifs et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations en lien avec la continuité et fourniture d'électricité

Les réclamations des clients sont prises en compte comme des opportunités de rétablir la confiance et d'améliorer les processus.

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client d'EDF peut adresser une réclamation orale ou écrite au Service Clients. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Clients, il peut saisir l'instance d'appel interne par courrier.

Si le client reste en désaccord avec la réponse apportée par l'instance d'appel, il peut saisir directement et gratuitement le Médiateur de la consommation du groupe EDF référencé par la Commission d'Évaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC) sur le site mediateur.edf.fr ou par courrier.

Indépendamment de ces recours, si, dans un délai de deux mois, la réclamation écrite du client auprès d'EDF n'a pas permis de régler le différend, le Client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie, référencé par la Commission d'Évaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC), sur le site energie-mediateur.fr ou par courrier.

Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie publié en 2024, EDF présente un taux de 44 litiges pour 100 000 contrats, le plaçant à la 4e position du classement.

Si ce litige ne concerne pas le contrat d'énergie, le client peut formuler sa réclamation à son gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, Enedis ou Strasbourg Électricité Réseaux, par email, par courrier ou *via* le site internet du distributeur. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur les sites Internet respectifs des gestionnaires de réseau.

Dans les départements gérés par SEI, l'interlocuteur est unique. Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée. En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, le gestionnaire de réseau ou son assureur verse au client le montant de l'indemnisation convenue. En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le client peut organiser lui-même ou demander au gestionnaire de réseau d'organiser une expertise amiable. À défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le client peut saisir le tribunal compétent.

Ces modes de règlement amiable des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

Concernant les clients ÉS, en cas de réclamation, ils peuvent recourir à une procédure de règlement amiable directement avec ÉS ou porter réclamation en ligne ou par courrier auprès du gestionnaire Strasbourg Électricité Réseaux. Une réponse est alors apportée en mentionnant les recours possibles.

3.3.5.1.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Afin d'assurer la qualité de la fourniture d'énergie auprès de ses clients, le groupe EDF travaille à l'amélioration continue du pilotage de ses réseaux afin de les rendre plus robustes et plus flexibles.

3.3.5.1.4.1 Réseaux plus flexibles

Ce plan d'action concerne le gestionnaire de réseau de distribution, Enedis. Le groupe EDF compte atteindre ses objectifs principaux de maximisation de l'énergie injectée tout en respectant les contraintes d'exploitation et de maintenance des réseaux publics d'ici à une date non fixée à ce jour.

Le système électrique sera à l'avenir plus décentralisé et intégrera une production solaire de plus en plus importante. Pour Enedis, cela se traduit par l'augmentation de l'agilité de la conduite du réseau pour assurer son utilisation généralisée quotidienne dans les deux sens, le développement en lien avec les clients du pilotage des installations raccordées, l'adaptation de l'interface avec RTE et le renforcement de la capacité à produire, exploiter, stocker et mettre à disposition des données de qualité.

Afin de répondre aux besoins du système électrique, Enedis s'appuie sur la transformation digitale et des services innovants, développant ainsi des solutions de flexibilité. À noter, Enedis est classée en 2024 « réseau le plus intelligent au monde » pour la 3e fois consécutive dans le Smart Grid Index.

En ce qui concerne les producteurs de plus de 250 kW, Enedis propose son Offre de raccordement alternative à modulation de puissance. Les producteurs d'énergies renouvelables ayant une installation de plus de 250 kW peuvent désormais bénéficier de cette offre, pour un raccordement moins cher au réseau d'électricité, en contrepartie de la limitation ponctuelle de la puissance de leur installation quand la situation du réseau l'exige.

Par ailleurs, Enedis mène depuis 2021 une démarche expérimentale en partenariat avec RTE dans les départements des Landes et de la Somme. Dans ces territoires, les installations éoliennes et photovoltaïques pourront être raccordées sans attendre le renforcement des postes source, en contrepartie d'écrêtements ponctuels des producteurs. Cette démarche permet d'accompagner les territoires pour atteindre les objectifs de leur planification régionale.

(1) coupures-temporaires.enedis.fr.

Dans les zones non interconnectées, la poursuite de la croissance de la consommation, le développement des énergies renouvelables ainsi que le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production conduisent le gestionnaire de réseaux EDF SEI à poursuivre le développement et le renforcement des réseaux électriques.

3.3.5.1.4.2 Une meilleure gestion de l'intermittence et de la flexibilité et un développement du stockage

Des solutions innovantes en matière d'effacement

EDF propose aux clients alimentés en haute tension de souscrire un contrat d'effacement, permettant une réduction de la consommation d'électricité sur demande d'EDF en échange d'une rémunération. Cette offre peut concerner tous les clients d'EDF alimentés en haute tension, qu'ils soient industriels ou consommateurs tertiaires. Cet effacement des clients gros consommateurs permet d'assurer le maintien de l'équilibre offre-demande et donc le maintien de la fourniture des clients y compris particulier, en cas de très forte demande.

Des solutions innovantes en matière de stockage

L'une des actions mise en œuvre a été la stratégie de développement du stockage initiée en 2018. Celle-ci concerne le Groupe au niveau mondial, avec des projets réalisés et en cours dans plusieurs pays comme la France, le Royaume-Uni, les États-Unis, l'Arabie saoudite et l'Afrique du Sud. Les clients du Groupe sont impliqués dans cette action car certains projets concernent le stockage sur leur site. Les autres projets du Groupe en matière de stockage sont des STEP (stations de transfert par pompage), des hybridations de batteries avec des ENR ou des batteries directement raccordées au réseau. Jusqu'à présent, le Groupe a mis en service des installations de batteries au Royaume-Uni et aux États-Unis pour 140 MW, et a sécurisé le développement de projets pour un volume de 0,9 GW.

Des innovations pour piloter les consommations énergétiques

L'une des actions mise en œuvre a été menée par Datanumia, filiale à 100 % d'EDF, expert de la valorisation de la donnée, développant des solutions digitales innovantes pour suivre et optimiser les consommations d'énergie et l'empreinte carbone des particuliers et professionnels du tertiaire, de l'industrie et des collectivités. Grâce à l'expertise de Datanumia le Groupe a développé une plateforme de management énergétique multi-fluide et multi-site, qui constitue un véritable tableau de bord pour ses clients professionnels leur permettant de faire des économies d'énergie.

Dalkia Analytics offre un service de pilotage de la performance énergétique et environnementale pour les sites à enjeux industriels, permettant d'identifier de nouvelles opportunités d'économies d'énergie grâce à l'intelligence artificielle. Cette action vise également à soutenir les démarches de certification ISO 50001 et de décarbonation. Jusqu'à présent, le Groupe a déployé cette offre sur plus de 100 sites.

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Un des outils principaux sont les aides publiques à l'équipement (plus de 600 millions d'euros validés par la CRE pour la période 2019-2023). EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment au label « Agir Plus ». EDF SEI finalise le déploiement de 1,2 million de compteurs numériques dans les départements d'outre-mer (hors Mayotte) d'ici fin 2024 (et en Corse d'ici fin 2025). Cela représente un investissement de l'ordre de 270 millions d'euros. Ces compteurs numériques contribuent à moderniser profondément la relation avec les clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique.

3.3.5.1.4.3 Des innovations techniques et financières

L'objectif d'EDF est de fournir une électricité durable et à un prix compétitif à ses clients et de les accompagner pour réduire leurs consommations, tout en facilitant le pilotage des réseaux.

Pour le marché des clients particuliers en France, le commercialisateur EDF fournit de l'électricité au TRV (tarif réglementé de vente) et au travers d'une gamme complète d'offres de marché, adaptées aux attentes et à leurs profils de consommation. Cette gamme est structurée autour de deux types d'offres de marché :

- la gamme d'offres « Vert Électrique » permet de financer et soutenir des moyens de production d'énergie renouvelable à hauteur de la consommation des clients grâce aux garanties d'origine (« Vert Électrique », « Vert Électrique Weekend », « Vert Électrique Auto », « Vert Électrique Régional ») ;
- la gamme « Zen Électrique » permet aux clients de disposer d'offres de fourniture adaptées à leur profil de consommation et leur mode de vie (« Zen Week-end » et « Zen Week-end Plus », « Zen Week-end option Flex », une offre de marché à effacement, « Zen On Line » et « Zen Fixe », avec un prix du kWh HT fixe pendant 2 ans).

Sur le marché d'affaires, les clients qui sont éligibles au tarif réglementé de vente, incluant à compter du 1er février 2025 l'ensemble des TPE et assimilés y compris pour leurs sites > 36 kVA, peuvent en bénéficier. Par ailleurs, EDF propose une gamme d'offres de marché pour l'ensemble des consommateurs non résidentiels. Afin d'apporter de la visibilité et de la stabilité pour ses clients, les offres désormais proposées par EDF portent sur une durée pouvant aller jusqu'à 5 ans et incluent également les contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN). EDF diversifie également sa gamme d'offres de fourniture grâce à des offres sectorielles répondant à des attentes spécifiques des clients. EDF développe également des contrats de type *Power Purchase Agreement* (PPA) ou venant en complément de l'autoconsommation collective.

Enfin, EDF propose une gamme de services visant à suivre et piloter sa consommation d'énergie, et à accompagner les clients résidentiels comme non résidentiels dans la réduction de leurs consommations.

3.3.5.1.4.4 Adaptation des réseaux de distribution

L'adaptation des réseaux de distribution au changement climatique joue un rôle clé dans la continuité et la fourniture d'électricité. Les actions mises en œuvre sont présentées en détails dans la section 3.2.2.2.2 « Adaptation au changement climatique », le paragraphe « Adaptation des réseaux de distribution ».

3.3.5.1.5 Cibles et indicateurs relatifs à la continuité et fourniture d'électricité

Pour s'assurer que la qualité du service rendu par les opérateurs atteint un niveau satisfaisant pour tous les consommateurs et utilisateurs finaux, la CRE(1) a mis en place un jeu d'indicateurs permettant de suivre la performance des opérateurs pour évaluer la qualité de leurs services.

L'indicateur clé pour mesurer la qualité du réseau est la durée annuelle moyenne de coupure par installation de consommation raccordée.

Également appelé SAIDI ou Critère B, cet indicateur de qualité est adopté par l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité. Il permet de justifier de la qualité de service de la distribution d'électricité au consommateur final et constitue un critère d'inter-comparaison entre les différents opérateurs électriques. Cet indicateur exclut les incidents exceptionnels et les coupures liées au réseau de transport.

(1) Depuis sa création, le 24 mars 2000, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, au bénéfice de tous les consommateurs.

La cible retenue pour l'indicateur des zones interconnectées est la cible réglementaire définie par la CRE pour Enedis. La cible de 62 minutes de durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension (indicateur SAIDI/ critère B) permet d'assurer qu'Enedis fournit un service de distribution d'électricité de qualité et garantit l'approvisionnement énergétique pour ses consommateurs. Cette cible a été fixée par la régulation incitative dans le cadre du TURPE.

ÉS n'est pas concernée par la régulation incitative sur ce Critère B, du fait de ses résultats très performants (notamment grâce à la nature du réseau urbain et souterrain). En effet, en 2024, la durée annuelle moyenne de coupure par les clients Basse tension d'ES était de 6 minutes. La cible réglementaire doit donc être comparée uniquement avec la performance d'Enedis.

La cible retenue pour l'indicateur des zones non interconnectées est la cible réglementaire définie par la CRE pour EDF SEI.

Enjeu de durabilité	Indicateurs associés	Cible	Référence	Revue	Périmètre	Performance 2023	2024
Continuité et fourniture d'électricité	Durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension pour les zones interconnectées	62 minutes	348 minutes en 1980	Annuelle	France métropolitaine continentale	72,9 minutes	71,6 minutes
	Durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension pour les zones non interconnectées	220,2 minutes	Délibération annuelle de la CRE	Annuelle	France (Corse et Outre-mer)	276,6 minutes	264,1 minutes

Pour Enedis, une durée moyenne de coupure de 71,6 minutes a été relevée en 2024. Elle dépasse l'objectif fixé à 62 minutes par la régulation incitative dans le cadre du TURPE en raison d'une succession d'aléas climatiques (tempêtes, orages, inondations). Pour faire face à ces aléas, les programmes de résilience montent en puissance, ce qui se traduit à court et moyen termes par une hausse des interruptions pour travaux. Cette hausse est également accentuée par les chantiers liés au raccordement des énergies renouvelables.

En 2024 pour EDF SEI, une durée moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension a été de 264,1 minutes. Elle se situe au-dessus de l'objectif fixé par la régulation incitative dans le cadre du TURPE en raison de multiples facteurs : aléas climatiques, fluctuation des températures et incidences sur les réseaux souterrain, crise sociale avec des conditions d'accès plus difficiles, multiplicité des travaux.

3.3.5.2 Lutte contre la précarité énergétique

3.3.5.2.1 Politique relative à la lutte contre la précarité énergétique pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Les problématiques d'accès à l'énergie et de précarité énergétique tendent à s'intensifier dans la plupart des pays développés, par le nombre de ménages concernés ou la gravité des effets rencontrés. La vulnérabilité varie selon la situation géographique, le revenu, la superficie et le type de logement, ainsi que l'énergie utilisée. La crise sanitaire a aggravé un phénomène en croissance.

La mesure même est complexe et variable d'un pays à l'autre. En France, l'Observatoire national de la précarité énergétique, dont EDF est partenaire, affiche que 11,9 % des Français les plus modestes ont dépensé plus de 8 % de leurs revenus pour payer les factures énergétiques de leur logement en 2021, et que 26 % des Français déclarent avoir souffert du froid au cours de l'hiver 2022-2023, pendant au moins 24 heures. Le phénomène de précarité énergétique d'été, même si moins connu et moins documenté, est aussi un enjeu dans un contexte de réchauffement climatique. En effet, selon le baromètre du Médiateur de l'énergie, 55 % des Français déclaraient avoir souffert de la chaleur dans leur logement pendant au moins 24 heures. Un Français sur quatre en souffrirait même fréquemment pendant l'été, dont 16 % pendant presque toute la saison [1].

Au Royaume-Uni, l'indicateur publié par les pouvoirs publics indique que le pays compte 6 millions de ménages en situation de précarité énergétique début octobre 2024. En Italie et en Belgique, il n'y a ni définition, ni indicateur relatif à la précarité énergétique à ce jour.

En France, aux termes de l'article 1er de la loi du 10 février 2000, le service public de l'électricité concourt à la cohésion sociale et à la lutte contre les exclusions.

Dans le cadre du Contrat de service public conclu le 24 octobre 2005 entre l'État français et EDF (voir la section 3.3.5.1. « Continuité et fourniture d'électricité »), EDF SA s'engage notamment à :

- informer les consommateurs sur les règles de recours au dispositif de maintien temporaire de fourniture pour les personnes en situation de précarité (pour plus de détails se référer à la section 3.3.5.2.1.6) ;
- mettre à disposition un interlocuteur de proximité spécialement dédié aux clients en difficulté afin de mieux les accueillir et de trouver avec eux des solutions, en partenariat avec les services sociaux et les associations caritatives ;
- réaliser un bilan tarifaire afin d'optimiser le tarif de ces clients en difficulté et conseiller ces clients pour les aider à mieux maîtriser leur consommation.

L'électricité, en tant que bien de première nécessité, doit être accessible à tous et sur tous les territoires. Le Groupe, fort de ses valeurs de service public, a pour objectif de fournir une électricité compétitive et durable, dans une recherche d'équilibre entre les divers fondamentaux de son modèle d'activité. Compte tenu de l'intensification observée des problématiques d'accès à l'énergie et de précarité, le groupe EDF renouvelle son engagement en faveur de ses clients en situation de précarité énergétique, en intensifiant la connaissance de cette réalité diverse et complexe, en déployant des solutions d'accompagnement autour des dispositifs publics de solidarité et d'initiatives spécifiques, en développant toutes formes d'innovation sociale.

Les entités du Groupe concernées mettent en œuvre des dispositifs d'accompagnement adaptés à la situation de leurs clients.

3.3.5.2.1.1 Prévention et lutte contre la précarité énergétique

Dans des contextes nationaux très différents aux plans réglementaire, économique, politique, et concurrentiel, le groupe EDF s'engage dans la prévention et la lutte contre la précarité énergétique aux côtés des acteurs publics et sociaux et des associations.

La démarche du groupe EDF consiste à comprendre la précarité énergétique pour mieux agir selon les 4 axes suivants :

- information et conseil ;
- services pour maîtriser la consommation d'énergie ;
- aides au paiement des factures d'énergie ou de travaux de rénovation ;
- délais de paiement.

(1) Ademe, Baromètre Sobriétés et Modes de vie, 2024.

En France, cette démarche est complétée par un engagement supplémentaire qui remplace la coupure pour impayés par une limitation de puissance lorsque celle-ci est réalisable techniquement.

3.3.5.2.2 Processus de dialogue relatif à la lutte contre la précarité énergétique pour les consommateurs et utilisateurs finaux

3.3.5.2.2.1 Lutte contre la précarité

Pimms médiation et médiation sociale

EDF est engagée dans de nombreuses structures de médiation sociale présentes sur tout le territoire en France, dont notamment une quarantaine de Pimms médiation (Points d'information et de médiation multi-services). Dans le cadre de son partenariat avec le Réseau national Pimms médiation, EDF participe notamment au développement des Pimms mobiles (guichets multi-services itinérants) qui constituent des réponses humaines et de proximité face aux besoins quotidiens des habitants des territoires éloignés des centres-villes.

L'accompagnement des clients en situation de précarité est le même au sein d'Électricité de Strasbourg.

En Belgique, au Royaume-Uni et en Italie, Luminus, EDF Energy et Edison mettent en place des stratégies pour aider les clients à gérer leur consommation et prévenir l'accumulation de dettes. En Belgique, Luminus utilise des applications permettant de suivre la consommation en temps réel ou quasi réel, et contacte proactivement les clients dont les factures annuelles sont élevées pour proposer des solutions de financement échelonné. Au Royaume-Uni, EDF Energy utilise la plateforme *Right Track* pour adapter les communications et le traitement des demandes selon les besoins individuels des clients, en utilisant divers canaux de contact tels que le courrier électronique, le SMS, le courrier postal et les appels téléphoniques. Les communications sont conçues pour être claires et compréhensibles, et sont examinées par des équipes spécialisées pour garantir leur efficacité. En Italie, Edison a développé l'application Coco pour permettre aux clients de suivre et d'analyser leur consommation d'énergie : des alertes peuvent également être envoyées en cas d'évolution importante. Ces approches montrent une volonté commune de transparence et de soutien proactif, tout en s'adaptant aux spécificités des clients.

Pour plus d'information, voir la section 3.3.5.2.4.2 « Information et conseil aux clients vulnérables ».

3.3.5.2.3 Procédures de réparation des incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations relatives à la précarité énergétique

Voir la description des procédures de réparation des incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations de la section 3.3.5.1.3 « Procédures de réparation des impacts négatifs et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations en lien avec la continuité et fourniture d'électricité », cette description étant également applicable dans le contexte des autres enjeux de durabilité considérés. EDF Energy, Luminus et Edison fournissent également à leurs clients des moyens de contacts en cas de besoin.

3.3.5.2.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés pour les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec la lutte contre la précarité énergétique

3.3.5.2.4.1 Compréhension de la précarité énergétique

Le premier volet de l'action menée par EDF consiste à mieux appréhender la complexité des situations de précarité énergétique pour être à même d'identifier plus finement les clients plus particulièrement exposés, en vue de mieux les accompagner.

EDF mène le programme R&D « Précarité énergétique & Innovation sociale ». Ce dernier vise à améliorer la connaissance du client fragile, innover avec de nouveaux produits et services, alimenter le positionnement stratégique et valoriser les actions de solidarité à la fois en interne et à l'externe. Ce programme concerne principalement EDF et ses clients les plus vulnérables. Le groupe EDF collabore également avec les acteurs territoriaux en France, notamment en participant aux travaux de l'Observatoire national de la précarité énergétique (ONPE) qui met à disposition l'outil GEODIP (Géolocaliser diagnostiquer la précarité énergétique) pour visualiser les zones de précarité énergétique liées au logement et à l'utilisation de la voiture des ménages.

3.3.5.2.4.2 Information et conseil aux clients vulnérables

La solidarité est au cœur des valeurs d'EDF qui mène, depuis près de 30 ans, une politique dédiée aux clients démunis. Au travers de ses 230 experts solidarité et de plus de 3 000 partenariats noués, EDF s'engage au quotidien auprès des travailleurs sociaux, des associations caritatives et des structures de médiation sociale pour mettre en œuvre des solutions personnalisées pour les clients en situation difficile.

Le groupe EDF a mis en place une communication active et continue à travers divers canaux pour soutenir plus efficacement ses clients les plus vulnérables. L'action principale consiste en la mise à disposition d'informations sur les procédures, les droits de ces clients, ainsi que des conseils pour adopter des écogestes, tels que le programme #GestesUtiles « j'éteins, je baisse, je décale » durant l'hiver 2022-2023, souscrire à un contrat de fourniture d'énergie adapté, comme celui proposé par le Conseil Juste Prix d'EDF SEI, ou envisager des travaux de rénovation énergétique, avec par exemple les offres Agir Plus proposées sur les territoires insulaires à ces clients.

Le groupe compte des équipes dédiées aux clients vulnérables et a établi de nombreux partenariats avec des organismes d'aide sociale tels que les Centres communaux d'action sociale, les associations caritatives et les structures de médiation.

En France, 5 000 conseillers Relation Client sont sensibilisés et formés aux situations de précarité énergétique. Ils font les premières détections et les premiers accompagnements. Le conseiller EDF vérifie ainsi que le client bénéficie du tarif adapté à son mode de consommation et que la facture a été établie sur la base d'un index réel. Il conseille le client sur les gestes pour réduire sa consommation et engage avec lui un échange sur les conditions de règlement. Il informe le client sur le chèque énergie et l'oriente vers les partenaires sociaux si besoin.

230 experts solidarité EDF dédiés à la solidarité coopèrent directement avec les structures d'action sociale pour accompagner au mieux les clients les plus fragiles.

Les conseillers d'EDF Energy peuvent proposer une gamme de méthodes de paiement et d'options au client. Les clients ont le choix de rembourser leur dette sur un Plan de Remboursement via prélèvement automatique, Cash Cheque (qui inclut les paiements en ligne, IVR, cartes de paiement et chèques), ou un mouvement électif vers PAYG, et le calendrier pour le Plan de Remboursement sera basé sur leur capacité à payer.

Si un client n'est pas en mesure de supporter ses paiements continus et/ou ses remboursements de dettes, EDF Energy offre une gamme de forfaits de soutien sur mesure (voir aides au paiement).

En Italie, Edison a activé des mesures concrètes pour soutenir les ménages négativement impactés par la hausse des prix de l'énergie, comme la possibilité d'appliquer des plans d'échelonnement des factures – même pour les factures qui ne sont pas encore échues – avec une plus grande flexibilité que celle prévue par la réglementation, sans appliquer d'intérêts. Des relances de courtoisie sont envoyées aux clients pour leur rappeler les dates d'échéance des plans de versements et des prolongations de la période sont accordées aux clients retardataires. Pour les clients en difficulté, Edison Energia a pu proposer des plans de paiement échelonné sur mesure pour répondre aux besoins des ménages.

Edison a aussi choisi de conclure une alliance avec la Banque de l'énergie pour soutenir largement les clients résidentiels les plus vulnérables. En effet, elle a rejoint le Manifeste pour lutter contre la précarité énergétique en 2022 avec un premier projet en 2023, et d'autres projets en 2024, incluant des communautés d'énergie solidaire et a décidé de contribuer aux activités de la Fondation Banque de l'énergie avec un engagement de trois ans et une adhésion au Conseil d'administration et au Comité de pilotage.

3.3.5.2.4.3 Services pour maîtriser la consommation d'énergie

EDF met à disposition des services visant à réduire et optimiser la consommation d'énergie, afin de diminuer le budget énergie des clients. Ils contribuent aussi au déploiement d'une politique de sobriété énergétique. Ces actions incluent :

- la promotion d'outils gratuits de suivi de consommation, tels que l'application EDF&Moi, EDF Dom&Corse et l'espace client qui donnent une vision de la consommation en euros et en kWh,
- l'offre de travaux de rénovation énergétique, tels que l'isolation, la mise en place de solutions de chauffage efficaces et décarbonées, ou l'installation de panneaux photovoltaïques en autoconsommation en Italie ou encore l'installation de chauffe-eaux solaires, de climatisations performantes et de brasseurs d'air dans les DOM.

Exemples d'actions en faveur de la maîtrise de la consommation d'énergie

- Info Watt

Depuis le 1er octobre 2022, pour les clients bénéficiaires du chèque énergie et équipés d'un compteur communicant, EDF propose « Info Watt » en réponse à l'obligation légale sur le sujet. Il s'agit d'un service gratuit d'affichage de la consommation d'électricité en temps réel, en euros et en kWh. Ce dispositif permet d'identifier les appareils et les habitudes de consommation les plus énergivores. Ainsi, chaque bénéficiaire d'Info Watt pourra facilement prendre conscience de sa consommation, adapter ses habitudes avec des écogestes, maîtriser sa consommation et réaliser des économies sur sa facture.

- Partenariat Unis-Cité

Dans le cadre du programme « Solidarité », Unis-Cité mobilise 370 jeunes en service civique. Ils ont pour mission de sensibiliser les ménages les plus fragiles aux enjeux de la transition énergétique et de les accompagner à maîtriser leur consommation d'énergie, de contribuer au repérage des personnes en situation de précarité énergétique, d'informer sur les aides préventives (Ma Prime Renov) et curatives (chèque énergie) existantes en allant à la rencontre des personnes, et de les orienter.

- Partenariat Association nationale des compagnons bâtisseurs

EDF a noué un partenariat avec l'Association nationale des compagnons bâtisseurs pour animer des sessions de formation aux écogestes à destination des associations régionales et des habitants des Quartiers prioritaires de la ville (QPV).

- Programme SLIME 2

À la Réunion, EDF mène des actions auprès des foyers précaires en matière de sensibilisation et de diagnostic Maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Ces actions sont menées en partenariat avec la région via les Services locaux d'intervention pour la maîtrise de l'énergie (SLIME 2).

- Réseaux plus « intelligents »

S'agissant du réseau de distribution Basse Tension (BT), le déploiement des compteurs communicants par Enedis permet aujourd'hui d'avoir une vision en temps réel des caractéristiques de l'électricité au niveau de chaque point de livraison. Enedis et EDF dans les zones non interconnectées à la métropole continentale et hors Europe continuent à installer des compteurs électriques connectés, permettant au client de suivre sa consommation d'électricité.

Ces multiples actions visant à améliorer la maîtrise de la consommation d'énergie sont ainsi menées dans les différentes géographies du Groupe et s'inscrivent dans le contexte territorial et associatif local. Ces actions visent à être poursuivies dans les années à venir et à s'adapter en fonction des besoins locaux.

Exemples d'actions en vue de l'amélioration de l'habitat

- Toits d'abord

EDF et la Fondation pour le logement des défavorisés mènent le programme « Toits d'abord » visant à bâtir et réhabiliter des logements occupés par des personnes aux revenus très modestes. En 10 ans, le programme a permis de construire 6 000 logements performants énergétiquement et de reloger 13 000 personnes particulièrement vulnérables. En 2023, la prolongation de trois ans du programme a été signée. Sur la période 2024-2026, EDF apportera une contribution à hauteur de 6,4 millions d'euros.

- Territoire Zéro Exclusion Énergétique

EDF soutient le programme « Territoire Zéro Exclusion Énergétique » porté par l'association Stop à l'Exclusion Énergétique et qui vise à rénover en 3 ans 3 000 passoires énergétiques occupées par les ménages les plus fragiles. EDF est le principal financeur avec une participation de 7 millions d'euros entre 2024 et 2026.

- Prime énergie EDF

En France, cette offre d'accompagnement s'inscrit dans le cadre de la réalisation de travaux favorables aux économies d'énergie. Elle repose sur un dispositif public, renforcé dans le cadre du Plan de relance.

- Mon chauffage durable

L'offre « Mon chauffage durable » : ce dispositif permet de remplacer une chaudière à combustible fossile par une pompe à chaleur, ou des radiateurs électriques par des radiateurs performants et intelligents. Cette offre s'inscrit dans le cadre du dispositif « Coup de pouce chauffage » lancé par le gouvernement en 2019. Pour une pompe à chaleur, EDF va plus loin que le dispositif réglementaire et a proposé en 2024 des primes complémentaires.

- Offre Rénovation globale

Depuis 2022, EDF a complété son offre d'accompagnement en matière de rénovation énergétique, en lançant son offre « Rénovation globale », permettant à tous les propriétaires de maison individuelle de rénover leur habitat dans sa globalité, dans un cadre sécurisé, avec un objectif de baisse de la consommation énergétique de la maison d'au moins 55 % par rapport à la situation avant travaux.

- Offre Agir Plus dans les DOM&Corse [1]

Les offres Agir Plus visent à accompagner les clients dans leurs travaux de rénovation énergétique via du conseil et des accompagnements financiers. Elles sont portées par un ensemble de partenaires EDF SEI qualifiés et certifiés RGE (Reconnu garant de l'environnement).

- Partenariat Ashoka

Face à la crise énergétique, EDF a souhaité renforcer son action de communication et de sensibilisation en faveur des publics les plus précaires, qu'il s'agisse des bonnes pratiques à effectuer pour maîtriser sa consommation, des aides financières pouvant être sollicitées ou de la prévention des impayés et des situations difficiles.

Pour répondre à ces enjeux, EDF s'appuie sur 2 fellow Ashoka, Réseau Eco Habitat et Voisin Malin, pour qualifier et faire émerger des clés de réussite et des bonnes pratiques en matière de sensibilisation quand on s'adresse à des personnes en situation de fragilité.

- Offre Alogia

EDF s'engage avec son partenaire Alogia dans la transition énergétique des résidents seniors. Cette offre destinée aux bailleurs sociaux répond à deux enjeux sociétaux importants : l'aide au maintien des seniors dans leur logement en améliorant le confort et la sécurité, et la lutte contre la précarité.

(1) reunion.edf.fr/particulier/realiser-des-economies-d-energie/se-lancer-c-est-facile-et-accessible-2

- *Energy Company Obligation*

Au Royaume-Uni, l'obligation de l'entreprise énergétique (ECO4) est une obligation gouvernementale imposée aux fournisseurs d'énergie visant uniquement les clients vulnérables. Elle s'étend d'avril 2022 à mars 2026 et englobe à la fois les mesures visant à réduire les émissions de carbone et à lutter contre la pauvreté énergétique en améliorant l'efficacité énergétique. L'objectif du programme est d'améliorer l'efficacité énergétique et de réduire les factures de chauffage des consommateurs vivant dans la précarité énergétique. Les fournisseurs doivent installer plusieurs mesures dans les maisons pour s'assurer que le DPE des consommateurs est amélioré d'au moins 2 échelons. EDF Energy est à l'avant-garde de la mise en œuvre de cette obligation et est en passe de se conformer au système avant la date de fin de celui-ci.

En 2023, une obligation supplémentaire a été imposée aux fournisseurs, le Great British Insulation Scheme, a été lancé. Ce programme offre des mesures d'isolation individuelles aux ménages à faible revenu et détenant des propriétés situées dans certaines tranches de taxe d'habitation. Ce programme s'est avéré plus difficile à mettre en œuvre que l'ECO4 en raison de la viabilité économique des travaux d'isolation de nombreuses propriétés qui ne peuvent pas être réalisés dans l'enveloppe de coût déterminée par le gouvernement. Néanmoins, EDF a obtenu et continue d'obtenir des résultats nettement supérieurs à ceux du secteur au cours de la première année du programme. En même temps, EDF Energy a été à l'avant-garde de la proposition de changements du programme au gouvernement afin de permettre à des maisons économiquement viables de recevoir des mesures d'isolation. Une consultation du gouvernement britannique est attendue sur les changements pour la phase finale du programme commençant en 2025.

3.3.5.2.4.4 Aides au paiement

EDF travaille activement pour aider ses clients les plus vulnérables à gérer leurs dépenses d'énergie ou des dépenses liées au logement grâce à diverses initiatives. Les actions menées permettent notamment d'éviter les situations de précarité énergétique. Le groupe EDF agit pour que la facture d'électricité ne constitue pas un facteur aggravant supplémentaire pour les clients les plus fragiles, soit en accompagnement renforcé de dispositifs publics, soit de sa propre initiative en déployant des actions spécifiques.

Ainsi, EDF propose, selon les cas :

- des aides financières aux personnes qui rencontrent des difficultés pour payer les dépenses liées à leur logement dans le cadre d'une contribution au Fonds Solidarité Logement en France. Avec 224 millions d'euros versés en 2024, EDF est le premier contributeur du Fonds de Solidarité Logement, après les collectivités publiques ;
- des réductions de factures d'énergie, comme le « Edison Cashback programme » en Italie qui offre des réductions en échange de l'utilisation d'une application de suivi des consommations énergétiques et de la facture électronique ;
- un accompagnement renforcé des personnes qui bénéficient du chèque énergie en France ;
- des primes dans le cadre de programmes nationaux d'économies d'énergie, comme les certificats d'économie d'énergie, Précarité Énergétique en France ou *« The Energy Company Obligation »* et *« The Great British Insulation »* au Royaume-Uni ;
- l'ajustement des acomptes mensuels pour minimiser le risque de régularisation imprévue lors de la facture annuelle ;
- des plans d'échelonnements des factures sur mesure, pour Edison ;
- des bonus en plus des primes, par exemple l'offre « mon chauffage durable » qui complète la prime « coup de pouce » ;
- un don d'énergie en France ;
- des gammes de forfaits de soutien sur mesure pour EDF Energy, incluant du crédit de soutien temporaire, un gel temporaire des remboursements de dettes, un effacement des dettes (« Fresh Start »), un soutien continu via le top up (« Helping Hands ») et une orientation vers le Fonds d'Aide à la clientèle d'EDF Energy.

3.3.5.2.4.5 Délais de paiement

Pour aider ses clients confrontés à des difficultés financières temporaires ou structurelles, susceptibles d'entraîner une précarité énergétique, le groupe EDF offre des solutions de paiement flexibles. Ces solutions peuvent inclure des délais de paiement, et même l'effacement de dette dans certains cas, comme le propose EDF Energy depuis la crise de 2022 dans le cadre du programme « Fresh Start » sous certaines conditions. Ces mesures peuvent être mises en place lorsque les situations de difficultés de paiement sont portées à la connaissance du service clients d'EDF, pour prévenir le surendettement des clients et préserver leur accès à l'énergie, tout en garantissant la solvabilité du groupe EDF.

3.3.5.2.4.6 Limitation de puissance en France

En complément de ces différentes actions, EDF s'est engagée, en novembre 2021, à ne plus demander la coupure d'électricité pour impayés de ses clients du segment des clients particuliers en France. Avec cette mesure, EDF va plus loin que ses obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale, en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure a pris effet le 1er avril 2022 et est appliquée dans tous les cas, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement. En 2024, 427 000 clients ont été concernés par une limitation de puissance. EDF a mené au printemps 2023, en partenariat avec la Fondation pour le logement des défavorisés, une enquête auprès de ménages en impayés ayant vécu sous réduction de puissance. Elle établit qu'avec une information préalable, une grande partie des ménages, malgré les difficultés, perçoit plutôt bien la logique consistant à remplacer la coupure par une limitation de puissance. Loin d'être confortable, celle-ci ne participe pas à une déresponsabilisation des consommateurs, puisqu'elle pousse ceux-ci à recontacter EDF pour trouver une solution adaptée à leur situation. La mesure est saluée par ces derniers puisqu'elle permet de répondre à leurs besoins vitaux et sociaux élémentaires, et appréciée par les partenaires de l'action sociale qui peuvent ainsi travailler moins dans l'urgence pour trouver des solutions pérennes pour les clients qu'ils accompagnent.

3.3.5.2.5 Cibles et indicateurs en lien avec la lutte contre la précarité énergétique

Le suivi de l'efficacité des actions visant à éviter la précarité énergétique se traduit à travers le nombre de cas évités de limitation de puissance en France ou de coupures pour non-paiement dans les autres pays. En effet, si le client respecte le délai de paiement qui lui a été accordé, cela lui permet non seulement de résorber sa dette liée à sa facture d'énergie mais aussi d'éviter une limitation de puissance s'il vit en France ou une coupure dans les autres pays.

Au-delà de l'ensemble des actions menées par le groupe EDF en matière de solidarité et d'innovation sociale, cet indicateur de performance permet de mesurer la capacité du Groupe à mitiger et réduire les situations contraignantes à vivre que sont la limitation de puissance ou *a fortiori* la coupure pour non-paiement.

Ce nouvel indicateur de performance Groupe remplace l'indicateur de performance retenu jusqu'à présent, à savoir le nombre d'Actions de conseil effectuées auprès des clients dans le cadre du dispositif d'Accompagnement Énergie qui ne s'appliquait qu'au périmètre d'EDF Commerce en France.

Pour cette année, les résultats sont uniquement présentés au périmètre France métropolitaine, les autres entités concernées par cet indicateur présenteront leurs résultats en 2025.

Il s'agit d'un indicateur spécifique du groupe EDF.

Une cible sera définie pour cet indicateur de performance sur la base des résultats obtenus en 2024 et 2025 en concertation avec les entités concernées qui interagissent avec leurs clients et consommateurs.

Enjeu de durabilité	Indicateur	Cible	Revue	Périmètre	2024
Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux	Nombre de limitations de puissance pour non-paiement évitées comparé au nombre de limitations de puissance pour non-paiement réalisées	À définir en 2026	Annuelle	France métropolitaine continentale (EDF SA et ES)	Nombre de limitations de puissance réalisées : 426 938 Nombre de limitations de puissance évitées : 398 612

En 2024, sans les aides au paiement et l'accompagnement mis en place par EDF et Électricité de Strasbourg, le nombre de limitations de puissance subies par les clients aurait été presque deux fois plus important.

3.3.5.3 Respect de la vie privée/Protection des données personnelles

3.3.5.3.1 Politique relative au respect de la vie privée/à la protection des données personnelles pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Une attention particulière est portée à la protection des données personnelles des clients d'EDF mais également des collaborateurs, prestataires et salariés. Elle vise notamment à garantir la conformité des traitements des données à caractère personnel en application du Règlement UE 2016/679 du 27 avril 2016, dit Règlement général sur la protection des données (RGPD). Des contrôles réguliers, avec l'appui des services juridiques et cyber, sont réalisés chaque année soit par le Délégué à la protection des données directement, soit par ses relais locaux pour maintenir cette conformité et s'assurer de la mise en œuvre d'un niveau de protection des données adapté.

Les engagements d'EDF en matière de respect de la vie privée et de protection des données personnelles sont formalisés par la note d'instruction protection des données personnelles, elle-même rattachée aux politiques Éthique et conformité du Groupe et Gouvernance des Systèmes d'information et de la transformation numérique. En France, EDF, qui avait nommé un Correspondant Informatique et Liberté (CIL) dès 2006, a désigné en 2018, a désigné son Délégué à la protection des données (DPO), en application du règlement RGPD et l'a missionné en tant que Délégué à la protection des données (« Data Protection Officer » ou DPO) pour EDF et DPO Chef de file pour le Groupe. Les DPO veillent au respect de la réglementation relative à la protection des données à caractère personnel au sein du Groupe, et notamment la protection des données personnelles des clients. Pour son action, le DPO Chef de file dispose de relais au sein de l'ensemble des entités d'EDF : une vingtaine de Délégués à la Protection des Données (DPO) ont été nommés au sein des filiales France et Europe qui le nécessitent, auxquels il convient d'ajouter la désignation d'un Interlocuteur Informatique et Libertés (I2L) référent RGPD pour chaque direction d'EDF. Ces engagements s'appliquent à l'ensemble des activités, tout au long de la chaîne de valeur, et à toutes les parties intéressées. Ils ne comportent pas d'exclusions spécifiques et s'appliquent à l'échelle mondiale. L'application de ces engagements est de la responsabilité du Représentant légal de l'Entreprise, le Président-Directeur-Général d'EDF, et de ses délégataires *via* la chaîne de délégations de pouvoirs. Le DPO, appuyé des I2L, conseille ses responsables de traitement, contrôle la bonne mise en œuvre de ces engagements et décide conjointement avec eux des plans d'actions à mettre en œuvre pour renforcer la conformité. Il met en œuvre également un reporting semestriel de la conformité auprès du Comex.

3.3.5.3.2 Processus de dialogue avec les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec le respect de la vie privée/ la protection des données personnelles

Les interactions avec les consommateurs et les utilisateurs finaux concernant la protection de leurs données personnelles sont traités *via* tous les canaux de communication. Des processus sont en place pour traiter les demandes d'exercice de droits et assurer l'information des personnes, que ce soit *via* les conseillers ou bien *via* les services numériques mis à la disposition par EDF à ses consommateurs. Les consommateurs et utilisateurs finaux sont incités à utiliser les services numériques (site internet EDF, application mobile « EDF et MOI », etc.) pour gérer leurs données à caractère personnel afin d'en assurer personnellement la maîtrise.

Sur la base de statistiques récentes, il a pu être observé que plus de 10,5 millions de clients se connectent au moins une fois dans l'année aux services numériques. Plus de 2,2 millions d'entre eux se sont connectés au moins 24 fois dans l'année aux outils de suivi de consommation. Les utilisateurs se connectent en moyenne chacun un peu plus de 26,5 fois par an. Cette tendance s'est accrue en 2024 confirmant ainsi l'engagement des clients à maîtriser leur consommation énergétique et à réduire à leur facture.

3.3.5.3.3 Procédures de réparation des incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles

Les clients d'EDF, ainsi que l'ensemble des personnes physiques concernées, s'agissant des données personnelles qui les concernent, disposent de la possibilité d'exercer leurs droits dans les conditions prévues par la réglementation :

- du droit de retirer à tout moment leur consentement à tout traitement reposant sur son recueil préalable ;
- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avéreraient inexactes, incomplètes et/ou périmées ;
- d'un droit d'opposition à l'utilisation par EDF de ces informations notamment à des fins de prospection commerciale sauf lorsque les données sont requises pour le traitement d'une obligation légale ou l'exécution du contrat qui les lie à EDF ;
- d'un droit à l'effacement de leurs données (« droit à l'oubli ») ;

- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet. Ce droit signifie que le traitement des données personnelles les concernant est limité, de sorte qu'elles peuvent être conservées, mais pas utilisées ni traitées autrement ;
- d'un droit à la portabilité de leurs données si les données sont traitées sur la base du consentement ou l'exécution contractuelle.

EDF met à leur disposition plusieurs canaux pour exercer ces droits en utilisant les moyens de contact suivants :

- par un formulaire dédié depuis l'espace client ;
- par courrier électronique ;
- par courrier postal.

Si toutefois ils rencontrent des difficultés, ils peuvent s'adresser au Délégué à la Protection des Données par courrier électronique ou par courrier postal.

Ils disposent également de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission nationale de l'informatique et des libertés.

Ces informations sont précisées dans les mentions d'information et chartes de protection des données personnelles accessibles sur les espaces digitaux d'EDF.

3.3.5.3.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés pour les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles

Afin de maintenir le respect de la vie privée et de la protection des données personnelles, un plan de contrôle de conformité de protection des données personnelles est établi annuellement et présenté à la Gouvernance du Groupe. Au-delà de ces actions de contrôle, tous les conseillers clientèle reçoivent régulièrement des formations en matière de protection des données personnelles afin qu'ils puissent répondre aux demandes des clients concernant l'exercice de leurs droits dans ce domaine. Les demandes les plus complexes sont gérées conjointement avec l'Interlocuteur Informatique & Liberté (I2L) de l'entité et le Délégué à la Protection des Données (DPO).

Dans le cadre de son engagement pour le respect de la vie privée et la protection des données personnelles, le groupe EDF propose des formations spécifiques à la sécurité informatique pour ses salariés. Ces formations sont adaptées à différents profils, incluant les utilisateurs, les chefs de projets, les développeurs d'applications, les responsables de sécurité des systèmes d'information, entre autres.

3.3.5.3.5 Cibles et indicateurs en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles

Le groupe EDF est très investi sur les sujets liés à la protection des données de ses clients. Une cible et l'indicateur correspondant sont en réflexion pour la prochaine publication afin de pouvoir rendre compte des efforts importants mis en œuvre pour garantir un haut niveau de sécurité des données tout en tenant compte des nombreuses réglementations en vigueur.

3.4 Informations sur la conduite des affaires

3.4.1 Description des procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels

Plusieurs sujets de conduite des affaires concernent le groupe EDF :

- les dispositifs mis en place pour assurer une pratique éthique des affaires ;
- les relations avec les fournisseurs : la qualité de la relation entre EDF et ses fournisseurs est au cœur de la réussite des activités du Groupe ;
- la gestion de crise et la sûreté : en cas d'évènement exceptionnel, les mesures prises pour gérer les crises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe ;
- le lobbying : l'évaluation du lobbying du groupe EDF passe par un processus d'examen annuel qui déclenche, si nécessaire, des actions de suivi.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte (*cf.* section 3.4.2.5)	Atteintes aux droits des lanceurs d'alerte	Le manque d'efficacité ou d'intégrité des dispositifs d'alerte menant à l'identification des lanceurs d'alerte peut porter atteinte aux droits des individus concernés.	Court terme
Gestion des relations avec les fournisseurs (*cf.* section 3.4.3)	Détérioration de la santé financière de fournisseurs	D'éventuels non-respects des délais de paiement par le Groupe peuvent détériorer la santé financière de certains fournisseurs.	Court et moyen termes
	Achats responsables	L'entreprise peut contribuer à l'accélération de la prise en compte des enjeux RSE de ses fournisseurs faisant ainsi évoluer les pratiques de son écosystème.	Moyen et long termes

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Gouvernance [1] (*cf.* section 3.4.1.6.2)	Risque lié aux politiques publiques	Les politiques publiques peuvent imposer des orientations stratégiques non alignées avec des décisions d'investissement et de désinvestissement durables en lien avec l'évolution du modèle d'affaires du Groupe, créant des risques de gouvernance et financiers pour le Groupe.
	Opportunité liée aux politiques publiques	Des politiques publiques alignées avec les orientations stratégiques et priorités du Groupe peuvent créer des opportunités de nouveaux marchés et faciliter la sécurisation de sources de financements pour le Groupe.
Éthique, conformité et transparence du lobbying [1] (*cf.* sections 3.4.2 et 3.4.6)	Éthique des affaires et transparence des pratiques de lobbying	Des pratiques d'engagement des parties prenantes peu transparentes ou des violations de l'éthique (corruption et pratiques anti-concurrentielles) et du code de conduite par des collaborateurs du Groupe ou ceux de sa chaîne de valeur amont, peuvent entraîner des risques juridiques (enquêtes, non-conformités réglementaires, litiges), financiers (amendes) et réputationnels.
Gestion des relations avec les fournisseurs (*cf.* section 3.4.3)	Dépendance envers certains fournisseurs	Des incidents dans la relation fournisseurs ou une dépendance trop forte du Groupe auprès de certains fournisseurs peuvent affecter la continuité des opérations.
	Qualité des relations fournisseurs	Une relation durable et de qualité avec les fournisseurs peut permettre des gains mutualisés sur les conditions d'achats par exemple via des contrats-cadres.
Sûreté et gestion de crise [2] (*cf.* section 3.4.5)	Incidents d'exploitation et de cybersécurité	Le Groupe pourrait risquer la perte de licence d'exploitation et de nombreuses autres conséquences financières en cas d'incident d'exploitation grave ou de cyberattaque. La continuité des activités nucléaires pourrait également être remise en question en cas d'incident grave survenant dans le cadre des activités d'un autre opérateur nucléaire. Ce risque est davantage détaillé dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise » (risques 1B et 1C)

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.
(2) Sous-thème défini par EDF.

Les politiques publiques, les relations avec les fournisseurs et les questions d'éthique sont autant d'éléments susceptibles d'avoir des conséquences sur le Groupe. Des stratégies du Groupe non alignées avec les politiques publiques peuvent engendrer des risques, mais à l'inverse, des politiques alignées peuvent créer de nouvelles opportunités. Les lanceurs d'alerte, les relations avec les fournisseurs, et le respect du code de conduite sont également des enjeux importants et peuvent avoir des conséquences financières et réputationnelles si ceux-ci sont mal gérés. Une cyberattaque pourrait également avoir des conséquences financières et opérationnelles majeures. En revanche, une bonne relation avec des fournisseurs fidélisés peut entraîner des gains opérationnels, et l'entreprise peut contribuer à faire progresser les questions de RSE au sein de son écosystème.

L'identification des risques, opportunités et dépendances liés à la conduite des affaires a été réalisée en s'appuyant sur des sources internes et externes, telles que la cartographie des risques du Groupe et les rapports sectoriels SASB. Le Groupe a également identifié ses dépendances en matière de conduite des affaires en menant une analyse des dépendances de ses chaînes de valeur.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels.

3.4.2 Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires

3.4.2.1 Le rôle des organes de gouvernance en lien avec l'éthique et la conformité

[G1-1] Pour plus d'informations sur la gouvernance générale du groupe EDF, voir la section 3.1.2 « Gouvernance ».

Le Comité exécutif du groupe EDF est chargé de déterminer les orientations et priorités du programme éthique et conformité, d'affecter les ressources nécessaires et de s'assurer du suivi et du contrôle de sa mise en œuvre pour le Groupe. Le Conseil d'administration d'EDF, par l'intermédiaire de son Comité de responsabilité d'entreprise veille à la prise en compte de la réflexion éthique et conformité dans ses travaux. Le Comité exécutif et le Comité de responsabilité d'entreprise disposent également chaque année d'un rapport d'activité présenté par la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG).

Les administrateurs nouvellement nommés bénéficient d'une formation par la Directrice de la CEDG au moment de leur prise de fonction.

La Direction Éthique et Conformité Groupe et son réseau éthique et conformité

Rattachée au Secrétariat Général, la DECG gère et coordonne, en lien avec les Directions concernées, la mise en œuvre du programme « Éthique et conformité » Groupe.

Un réseau d'une cinquantaine de Responsables Éthique et Conformité (REC) présents dans les différentes entités du Groupe, tant en France qu'à l'international, relaie et déploie la Politique Éthique et Conformité Groupe (PECG). Les REC participent aux Comités de Direction et rendent directement compte aux cadres dirigeants des entités du Groupe.

EDF est membre de plusieurs cercles et associations qui luttent contre la corruption. En particulier, EDF a intégré en 2016 Transparency International France au sein de laquelle elle participe au Forum des entreprises engagées (FEE) qui promeut l'adoption des meilleurs standards en matière de transparence et d'intégrité.

3.4.2.2 La politique Responsabilité sociétale d'entreprise (RSE)

Voir détails dans la section 3.1.3.6 « Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise ».

3.4.2.3 La politique éthique et conformité Groupe (PECG)

Le groupe EDF promeut, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, la culture d'intégrité et applique la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois est la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception. Le groupe EDF s'engage à respecter et faire respecter les droits humains dans toutes ses activités et partout où il est présent.

L'Instruction Procédure d'alerte éthique, conformité et devoir de vigilance Groupe permet d'assurer une surveillance de l'application de la politique Éthique et Conformité Groupe.

La Direction Éthique et Conformité Groupe met en œuvre le programme Éthique et Conformité Groupe à partir des référentiels suivants :

Treize programmes de conformité

La PECG recense les programmes de conformité du Groupe ainsi que les principales règles que les cadres dirigeants doivent connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités. Elle a fait l'objet d'une mise à jour, validée en Comité exécutif en janvier 2020.

Elle comporte treize programmes de conformité :

- la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ;
- la prévention des conflits d'intérêts ;
- la lutte contre la fraude ;
- la conformité aux programmes de sanctions internationales ;
- la prévention du harcèlement et de la discrimination ;
- la prévention des abus de marché ;
- la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ;
- la conformité au règlement EMIR [1] ;
- la conformité au règlement REMIT [2] ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la protection des données personnelles ;
- l'*export control* (biens à double usage) ;
- le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la santé sécurité).

Charte éthique et valeurs du Groupe

La Charte éthique Groupe définit les valeurs partagées au sein du collectif de travail. Elle place les exigences éthiques au cœur de la responsabilité du Groupe et, conformément à l'engagement du Président, promeut les comportements éthiques dans l'ensemble des activités professionnelles. La Charte éthique Groupe se concentre autour des trois valeurs du Groupe « Respect, Solidarité et Responsabilité », chacune déclinée en 4 exigences. Elle est accessible en français et en anglais sur le site internet d'EDF [3] et est disponible dans les onze autres déclinaisons linguistiques pour lesquelles le Groupe a une activité.

(1) *European market infrastructure regulation.*
(2) Règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie.
(3) www.edf.fr/sites/groupe/files/contrib/groupe-edf/engagements/Ethique%20Conformite/charte-ethique/20190416-edf_charte_ethique_fr_page_hd.pdf

3.4.2.3.1 Programme anti-corruption

Conformément à la loi du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique dite loi « Sapin 2 », EDF a mis en place un programme de conformité anticorruption intégrant les exigences de la loi.

Un code de conduite éthique et conformité intégré au règlement intérieur et un régime disciplinaire

Ce code de conduite, revu en juin 2023 pour intégrer les évolutions réglementaires liées au dispositif d'alerte, définit et illustre, par des cas pratiques, les différents types de comportement auxquels les collaborateurs sont susceptibles d'être confrontés du fait de l'activité et de l'organisation du Groupe et devant être proscrits car susceptibles de caractériser des faits de corruption ou de trafic d'influence. Il définit des règles pour l'ensemble des thématiques qui ont été identifiées dans la cartographie des risques de corruption. Il prohibe le paiement de facilitations, et encadre les cadeaux et invitations. Tout manquement à l'une de ses règles peut donner lieu à des sanctions disciplinaires. Il est accessible aux salariés et aux tiers sur le site EDF, en français et en anglais[1].

3.4.2.3.2 La déontologie financière

La PECG fixe les exigences à respecter en termes de prévention des abus de marché, de prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme. Un Code de déontologie boursière complète cette politique. La PECG précise les exigences concernant la conformité au règlement européen EMIR[2].

La déclinaison de la réglementation EMIR au sein du groupe EDF, les implications pour les entités ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans le guide support *EDF Group EMIR Policy Paper*.

3.4.2.3.3 Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT)

En application de la PECG et de la note d'instruction REMIT Groupe, les entités concernées doivent mettre en place un dispositif de conformité au règlement européen REMIT (relatif à l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie). Un *Compliance Officer* Groupe a pour mission de prévenir les risques de non-conformité en développant un environnement de contrôle adapté. La déclinaison opérationnelle de cette réglementation au sein du groupe EDF est mise en œuvre par les entités concernées au travers de processus et de contrôles associés. Pour EDF et les filiales françaises, une formation est disponible en *e-learning* depuis 2019 sur le portail interne de formation du Groupe. À fin 2024, 2 194 personnes ont été formées via ce dispositif.

3.4.2.3.4 La prévention des manquements au droit de la concurrence

Le groupe EDF fait de la prévention des pratiques anticoncurrentielles (ententes et abus de position dominante) un enjeu majeur pour ses collaborateurs. Dès 2010, le Groupe s'est doté d'un Programme de conformité « droit de la concurrence ». Son objectif est d'assurer la conformité au droit de la concurrence de l'ensemble des activités des entités du Groupe en France et dans le monde et s'applique à l'ensemble des salariés. Toute suspicion de pratique anticoncurrentielle peut faire l'objet d'un signalement dans le cadre du dispositif d'alerte mis en place par le Groupe (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

Un *e-learning* de sensibilisation au droit de la concurrence disponible sur le portail interne de formation du Groupe a réuni 584 participants en 2024. Il est aussi intégré dans le parcours de formation des administrateurs du groupe EDF, qui reçoivent également une sensibilisation complémentaire dans le cadre d'un module présentiel.

3.4.2.3.5 *Export control* et sanctions internationales

Dans le cadre de ses activités, en particulier nucléaires, EDF et ses filiales mènent différentes opérations pour leurs besoins propres, ou ceux de tiers, requérant l'utilisation de biens et technologies notamment ceux à « double usage » (« BDU »), *i.e.* usage civil et usage militaire. Cela peut les exposer à certains risques inhérents aux réglementations françaises, européennes et/ou étrangères spécifiques en la matière dont certaines ont une portée extraterritoriale, et qui peuvent imposer l'obtention d'une licence/autorisation auprès des autorités compétentes préalablement à tout transfert, exportation, réexportation, courtage, transit de tels biens et technologies.

Certaines réglementations, notamment américaines, ont instauré des restrictions d'accès à des biens et technologies à l'encontre d'entités étrangères pouvant concerner tant des BDU que tout autre bien du commerce.

Le Groupe, ou certains de ses partenaires, peuvent être exposés, directement ou indirectement, à des programmes de sanctions notamment (i) des sanctions internationales adoptées par le Conseil de sécurité des Nations Unies, (ii) des sanctions adoptées par des organisations régionales telles que l'Union européenne, et (iii) des sanctions adoptées par certains États de manière unilatérale et possédant, pour certains, une portée extraterritoriale.

Une Direction Groupe *Export control* et *Sanctions Internationales* a été créée en août 2019 afin de renforcer la capacité du Groupe à se conformer à ces réglementations. Une note d'instruction décrivant les procédures de conformité à mettre en œuvre a été adoptée par le Comité exécutif le 4 mai 2020.

En avril 2022, la Direction *Export Control* et Sanctions internationales a mis en place deux *e-learnings* « export control » et « sanctions internationales » en français et anglais, accessibles à l'ensemble des salariés du Groupe sur le portail interne de formation du groupe. Fin 2024, près de 1 400 salariés du Groupe ont été formés *via* notamment ces *e-learnings*, auxquels s'ajoutent ceux formés par la Direction *Export control* et Sanctions internationales, de manière ciblée en présentiel ou Teams.

3.4.2.4 Politique fiscale - Contribution au développement par l'impôt

EDF a mis en place une politique fiscale Groupe pour définir les principes applicables, en matière de fiscalité, à l'ensemble des relations du Groupe[3] avec ses partenaires financiers ou commerciaux et les autorités publiques ou fiscales. La politique fiscale, validée en 2017 par le Comité exécutif, est portée par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissements et Finance. Pour plus d'informations, un rapport [4] sur la transparence fiscale du groupe est disponible.

3.4.2.4.1 La politique fiscale du Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de toutes natures fiscales ou douanières à la charge finale de l'entreprise ou de ses clients (lorsqu'EDF est simplement collecteur pour le compte de tiers).

(1) avere.org/wp-content/uploads/2019/02/the_electrification_alliance_-_declaration-2017-030-0453-01-e.pdf (Electrification Alliance Electricity for an Efficient and Decarbonised Europe).
(2) European Market Infrastructure Regulation.
(3) À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, pour qui elle constitue un guide.
(4) www.edf.fr/sites/groupe/files/2024-12/2024-12-23-rapport-transparence-fiscale-2023.pdf

Cette politique doit être appliquée dans le Groupe, par toutes ses entités contrôlées quelle que soit leur nature ou leur situation géographique, à l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées pour lesquels elle constitue un guide. Le personnel du Groupe doit respecter cette politique qui vise à réduire les risques fiscaux auxquels il s'expose par ses activités.

Les orientations sont les suivantes :

- renforcer la performance fiscale du Groupe dans le strict respect des lois et réglementations fiscales nationales et internationales ;
- maîtriser les risques fiscaux par une amélioration continue et systématique, dans toutes les entités du Groupe, du recensement et de la gestion des risques fiscaux ;
- mettre en place les outils, les reportings et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du cash fiscal [1], ainsi qu'un pilotage attentif et proactif du taux effectif d'imposition du Groupe ;
- garantir les conditions nécessaires à l'obtention de rapports constructifs avec les autorités fiscales et publiques de toute nature en entretenant avec elles une relation transparente et professionnelle.

Des principes éthiques

Dans le cadre de la répartition entre pays des marges opérationnelles internes au Groupe, EDF veille à appliquer une politique de prix de transfert conforme aux principes de l'OCDE pour justifier les revenus qui en découlent. EDF ne dispose pas d'implantation juridique dans un territoire inscrit dans la liste des États et territoires non coopératifs tels que définis par la législation française et internationale qui ne soit pas sous-tendue par des raisons d'activité économique, et en aucun cas par de pures raisons fiscales. De même, les flux via ces pays sont prohibés s'ils ne sont justifiés que par des raisons fiscales.

Présence au Luxembourg et en Irlande

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF recourt à des captives et à des mutuelles pour compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance. Les captives et les mutuelles permettent à EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et le montant des primes payées au marché de l'assurance. Trois captives d'EDF sont situées respectivement en Irlande et au Luxembourg :

- Wagram Insurance Company DAC (détenue à 100 % par EDF), société d'assurance créée en 2003 à Dublin qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Ré (détenue à 100 % par EDF), société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF ;
- Tereco I et II (détenue à 100 % par Framatome), société de réassurance du périmètre Framatome située au Luxembourg pour réassurer un portefeuille de risques dont celui de la responsabilité civile nucléaire de Framatome.

3.4.2.4.2 Les impôts payés par le Groupe

Fin 2024, le Groupe a, comme l'année précédente, télétransmis à l'administration fiscale française sa déclaration pays par pays (*country-by-country reporting*) des données de l'exercice 2023, conformément aux dispositions de l'article 223 quinquies C du Code général des impôts.

En 2024, le groupe EDF a supporté une charge de (4 142) millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA, en augmentation de 78 millions d'euros par rapport à 2023.

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (4 887) millions d'euros en 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 %, contre une charge de 2 470 millions d'euros en 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13 %.

La variation de la charge d'impôt de (2 417) millions d'euros entre 2024 et 2023 est analysée dans la section 9.2 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - note 9 « Impôts sur les résultats » [2].

L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 3 384 millions d'euros contre 3 695 millions d'euros en 2023.

Le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1 000 millions d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales.

3.4.2.5 Protection des lanceurs d'alerte : les mécanismes en place pour identifier, signaler et examiner les cas de non-respect/comportements illicites

Le processus de protection des lanceurs d'alerte est décrit en détail dans la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF ».

3.4.3 Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs

Le groupe EDF déploie une démarche d'Achats responsables, qui applique la politique RSE du Groupe (voir la section 3.1.3.6 « Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise ») à l'ensemble de ses sous-traitants. La déclinaison de la responsabilité d'entreprise auprès des fournisseurs est au cœur de l'activité de toutes les entités du Groupe, au travers de la prescription, de la contractualisation, du *contract management*, de la gestion des programmes industriels, et de l'ancrage territorial.

La prise en charge de la contractualisation et du *contract management* est répartie dans le Groupe entre les entités elles-mêmes (métiers et projets), ou par des entités spécialisées dans l'acte d'achat. En 2024, les entités spécialisées dans l'acte d'achat se sont regroupées dans une filière achat, dont l'objectif est d'harmoniser les pratiques dans l'ensemble du Groupe et de dégager des synergies au sein de cette filière, en lien étroit avec ses fournisseurs. L'intégration de la RSE dans les achats est une dimension structurante de la filière achats. La Direction des Achats Groupe (DAG) pilote la filière achats du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau. Elle est composée des fonctions achats d'EDF SA (dont la Division Combustible Nucléaire), Dalkia, Luminus, EDF Energy, Hinkley Point C, Framatome, Enedis, Edison, EDF Renouvelables, et Arabelle Solutions.

La filière achats regroupe environ 2 100 acheteurs, en relation avec environ 150 000 fournisseurs actifs (ayant eu une relation d'affaires sur les 5 ans écoulés) et adresse un volume total d'achat de 30 milliards d'euros.

La démarche d'achats responsables d'EDF est au cœur de la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe sur sa chaîne d'approvisionnement.

3.4.3.1 Achats responsables

La démarche achats responsables portant sur tous les champs de la RSE, environnement, droits humains et santé-sécurité, développée dans la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables », décrit les actions clés mises en œuvre pour assurer des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs.

Intégration de leviers responsables dans l'acte d'achat

Dans la mise en œuvre des contrats d'achat, la Direction des Achats Groupe veille au maintien de l'équité financière à l'égard des fournisseurs, notamment par le respect des délais de paiement et des actions d'analyse et de structuration de prix.

(1) Cash fiscal : impôt décaissé.
(2) edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers/indicateurs-esg

Chaque acheteur signe obligatoirement un engagement déontologique qui rappelle les principes à respecter dans les relations avec les fournisseurs et les entreprises candidates.

Les autres leviers sont présentés dans la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables » au sein de la section consacrée aux travailleurs de la chaîne de valeur, ainsi que dans les sections consacrées aux enjeux environnementaux.

Accompagnement et suivi des fournisseurs

Les fonctions achats du Groupe disposent d'interlocuteurs dédiés aux fournisseurs : les responsables stratégiques, par catégorie d'achat ou par fournisseur, qui animent la relation avec les principaux partenaires contractuels. Au travers de revues régulières, les responsables stratégiques accompagnent le panel fournisseurs grâce à des analyses de risques, de plans de progrès, et de revues de portefeuilles. La fonction de responsable stratégique permet d'ancrer la démarche achats responsables au cœur de la relation contractuelle.

Des actions spécifiques sont conduites envers les PME pour les aider à accéder aux marchés du groupe EDF, notamment via l'association Pacte PME. Des informations complémentaires sur cette initiative sont disponibles à la section 3.3.4.4.3 « Des bénéfices pour les populations locales ».

Les autres dispositifs d'accompagnement et suivi sont présentés dans la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables ».

Qualité des relations avec les fournisseurs

Les directions achats du Groupe mettent en œuvre des partenariats productivités avec les fournisseurs, afin que les investissements et les gains sur des actions d'amélioration de performance (incluant la performance sociale et environnementale) soient partagés. Les revues régulières menées par les responsables stratégiques achat sont garantes d'un dialogue constructif, sur toute la durée de vie des contrats.

La qualité de la relation entre EDF et ses fournisseurs est validée par l'obtention du label RFAR (EDF est labellisée depuis 2015).

Gestion des dépendances entre EDF et la chaîne de fournisseurs

Paramètre piloté par les responsables stratégiques, le degré de dépendance des fournisseurs du Groupe est mesuré et collecté dans la base de données fournisseurs. Des accompagnements sont réalisés pour les degrés élevés de dépendance, par exemple : pour soutenir la diversification des clients d'un fournisseur stratégique, ou pour la gestion des fins de contrats.

Cas particulier des fournisseurs de la filière nucléaire française

En 2024, dans la continuité du plan Excel lancé en 2020, la Direction Ingénierie et Supply Chain (DISC) a été créée pour poursuivre le développement d'une chaîne d'approvisionnement performante au service des projets nucléaires. En particulier, une démarche collaborative avec les fournisseurs stratégiques et majeurs est déployée.

Avec le projet d'avoir un salarié sur deux qui travaillera dans le nucléaire en 2030 et qui n'est pas encore dans la filière, l'un des enjeux est d'attirer, former et recruter pour assurer la disponibilité des compétences nécessaires à la réalisation des projets industriels du Groupe.

EDF a également pris la décision de s'appuyer sur la certification d'un nouveau référentiel qualité adapté aux fournisseurs nucléaires, la norme ISO 19443, qui complète la norme de management ISO 9001 avec des exigences spécifiques au domaine nucléaire (culture sûreté, identification des produits et services IPSN - importants pour la sûreté nucléaire - compétences & qualifications, maîtrise des articles contrefaits, frauduleux et suspects - CFSI, etc.). Cette certification est le gage d'un investissement de toutes les parties prenantes, dans les fondamentaux au service de la qualité et la sûreté du nucléaire.

EDF a incité les fournisseurs de produits et services IPSN à s'engager dans cette certification ISO 19443. Les entités d'EDF concernées se sont également inscrites dans cette démarche, en lien avec ses fournisseurs. Avec l'appui du GIFEN [1], qui communique régulièrement sur l'intérêt de la démarche, la démarche de certification se généralise dans la chaîne d'approvisionnement avec près de 200 fournisseurs français déjà certifiés (source NQSA [2]).

3.4.3.2 Les pratiques en matière de paiement

Le Groupe respecte les délais de paiement réglementaires des pays dans lequel il est établi afin de prévenir la détérioration de la santé financière des fournisseurs. Des initiatives supplémentaires telles que l'offre de facturation collaborative sont mises en place afin de maintenir la santé financière des fournisseurs et préserver des relations commerciales durables. En particulier, le Groupe offre à ses fournisseurs la possibilité de recourir au système d'affacturage inversé, mécanisme qui permet aux fournisseurs de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en Dettes fournisseurs dans les comptes du Groupe. Pour les règlements en France, l'objectif de délai moyen de paiement fournisseurs repose sur la loi LME [3], c'est-à-dire un délai maximal de 60 jours calendaires.

Enjeu de durabilité	Indicateurs associés	Cible	Revue	Périmètre	2024
Gestion des relations avec les fournisseurs	Nombre de jours de délais de paiement des factures fournisseurs	60	Annuelle	France, Royaume-Uni, Italie et Belgique	En France : 60 jours Au Royaume-Uni : 42 jours En Italie : 38 jours En Belgique : 46 jours

(1) GIFEN, Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire.
(2) NQSA Nuclear Quality Standard Association : association à but non lucratif lancée conjointement par Framatome et Bureau Veritas en janvier 2011. Ouverte à toutes les grandes centrales nucléaires, aux ingénieurs nucléaires et aux fabricants, la NQSA promeut l'application de la norme ISO et met en place un processus d'évaluation des fournisseurs axé sur le nucléaire.
(3) Loi de modernisation de l'économie adoptée en 2008 qui vise à stimuler la croissance économique, la compétitivité des entités et la simplification des règles administratives en instaurant notamment des mesures sur les délais de règlement entre entreprises.

Précision sur les indicateurs

Conformément à la réglementation, le Groupe publie (voir ci-dessous) ses pratiques en matière de paiement en utilisant un échantillon représentatif des entités du groupe EDF les plus significatives en matière de facturations fournisseurs. À ce titre, les pratiques en matière de paiement sont décrites pour la France (incluant EDF SA, PEI, Edvance, G2S, Sofilo, Immobilière du Plateau, Framatome, Enedis, EDF Renouvelables, Électricité de Strasbourg et Dalkia), pour le Royaume-Uni (incluant EDF Energy, Dalkia au Royaume-Uni et EDF Renouvelables au Royaume-Uni), pour la Belgique avec Luminus et pour l'Italie avec Edison.

En France, les entités françaises (citées ci-dessus) appliquent un délai de paiement contractuel 60 jours à compter de la date d'émission de facture, en valeur, pour environ 79 % de ses factures annuelles. Elles payent 11 % de leurs factures fournisseurs avec un délai de 30 jours à compter de la date d'émission de la facture. Et de façon marginale, 4 % de leurs factures, en valeur, sont payables au comptant.

En France, le délai moyen de règlement des factures fournisseurs du Groupe est de 60 jours. Ce délai est basé sur l'ensemble des factures quel que soit le délai de paiement contractuel et exclut les factures intragroupes.

Au Royaume-Uni, les entités du Groupe ayant des facturations sur le territoire britannique applique un délai de paiement de 14 jours à compter de la date d'émission de la facture ou de sa réception, en valeur, pour environ 54 % de ses factures annuelles. 16 % des factures, en valeur, sont payables à 60 jours à compter de la date de réception de la facture.

Au Royaume-Uni, le délai moyen de règlement des factures fournisseurs du Groupe est de 42 jours. Ce délai est basé sur l'ensemble des factures quel que soit le délai de paiement contractuel et exclut les factures intragroupes.

En Italie, les entités du Groupe ayant des facturations sur le territoire italien applique comme délai de paiement contractuel de 30 jours à compter de la date d'émission de la facture, en valeur, pour environ 58 % de ses factures annuelles. 25 % des factures, en valeur, sont payables au comptant. En termes de nombre de factures, l'Italie paye 79 % de ces factures selon un délai standard de 30 jours à partir du délai défini par la résolution CADE et le code réseau ARERA pour le secteur gazier et électricité.

En Italie, le délai moyen de règlement des factures fournisseurs est du Groupe de 38 jours. Ce délai est basé sur l'ensemble des factures quel que soit le délai de paiement contractuel et exclut les factures intragroupes.

En Belgique, Luminus utilise des conditions de paiement qui tiennent compte de la date d'émission de la facture ou de la date de réception. En valeur, environ la moitié des factures sont payables à 30 jours (25 % du nombre total de factures). Près de 20 % du nombre de factures sont payables sous 45 jours ; cela ne représente que 5 % du montant total des factures payées.

En Belgique, le délai moyen de paiement des factures fournisseurs est d'un peu moins de 46 jours. Ce terme s'applique à toutes les factures, quel que soit le délai de paiement contractuel, et exclut les factures intragroupes.

À la connaissance du Groupe, il existe 3 procédures judiciaires en cours concernant des retards de paiement susceptibles d'avoir ou ayant eu lieu au cours des 12 derniers mois. Aucune de ces procédures n'ont des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité du Groupe au 31 décembre 2024.

3.4.4 Prévention et détection de la corruption

3.4.4.1 Le programme anti-corruption

Conformément à la loi du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique dite loi « Sapin 2 », EDF a mis en place un programme de conformité anticorruption intégrant les exigences de la loi et qui décrit les actions clés mises en œuvre dans le cadre de ce programme.

Le dispositif d'alerte éthique

La procédure de traitement des alertes du Groupe a été revue en 2023, afin d'intégrer les évolutions liées à la transcription en droit français de la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »). Ce même dispositif d'alerte est également ouvert aux tiers pour les thématiques relevant de la loi « Devoir de Vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

Une cartographie des risques

La cartographie des risques éthique et conformité est intégrée dans la démarche annuelle d'autoévaluation du contrôle interne conduite par la Direction des Risques Groupe. Sur la base de cette cartographie, les entités du groupe EDF définissent un plan d'actions de prévention et de réduction des risques adapté à leur contexte opérationnel. Depuis 2018, une cartographie spécifique « corruption » permet d'identifier et hiérarchiser les risques d'exposition à la corruption par secteur d'activité et par pays. En 2020, la méthodologie d'élaboration de cette cartographie a été renforcée pour s'appuyer encore plus sur les spécificités opérationnelles des différents métiers et implantations géographiques du Groupe.

Un dispositif de contrôle d'intégrité des tiers

La PECG porte obligation aux cadres dirigeants des entités du Groupe concernées de mettre en place dans leurs entités un dispositif de contrôle de l'intégrité des partenaires avec lesquels le Groupe envisage de nouer ou de poursuivre une relation d'affaires. L'objectif est de s'assurer notamment de l'absence de risques d'exposition aux sanctions internationales ainsi que de l'insertion, dans chaque contrat, d'une clause donnant droit à EDF ou à sa filiale de rompre immédiatement la relation d'affaires en cas de non-respect d'un programme de sanctions internationales. En 2021, ce dispositif a été revu en cohérence avec la cartographie des risques de corruption du Groupe.

Des contrôles comptables

Des procédures de contrôle, contenant des exigences spécifiques à la détection et à la prévention de la corruption, ont été définies pour les différents processus du Groupe. Les anomalies susceptibles de donner lieu à caractérisation d'une fraude sont transmises au Responsable Éthique et Conformité de l'entité, après analyse technique le cas échéant.

Un dispositif d'évaluation interne

Un dispositif permet aux entités d'évaluer le niveau de déploiement, de maîtrise de chaque exigence clé et d'identifier les actions d'amélioration à engager.

Un dispositif de prévention des conflits d'intérêts

Les entités ont mis en place un dispositif visant à prévenir les conflits d'intérêts comprenant une sensibilisation des collaborateurs sur les situations à risques, un système de déclaration de leurs liens avec des organismes dans lesquels ils ont un intérêt personnel, et une obligation pour le manager de remédier à la situation de conflit d'intérêts dans le respect des libertés individuelles. Un guide support, intégrant notamment des cas pratiques pour aider les managers à identifier et à traiter les situations de conflit d'intérêts, a été mis en place début 2021, et est également utilisé par les REC et les managers pour sensibiliser les salariés lors de réunions dédiées.

Lutte contre la fraude

Conformément à la note d'instruction « Lutte contre la fraude », revue en octobre 2022 pour la simplifier et la rendre plus opérationnelle, les cadres dirigeants doivent élaborer dans leur entité des dispositifs pour sensibiliser leurs collaborateurs, mettre en place des contrôles afin de détecter des fraudes potentielles, investiguer les incidents, signaler les cas avérés et sanctionner les responsables.

Des dispositifs de formation

La DECG développe des actions de prévention et de formation pour l'ensemble du personnel d'EDF et de ses filiales (salariés permanents et non permanents – CDD, intérimaires, prestataires, stagiaires, doctorants…) et notamment :

- la mise à disposition de nombreux supports de sensibilisation sur sa communauté dédiée, au sein de l'intranet Groupe ;
- la mise en place de modules de formation en *e-learning*, en particulier une formation interactive au code de conduite, sous la forme de deux *e-learnings* (« Tous salariés » et « Salariés exposés »), en français et en anglais, permettant d'approfondir et de tester ses connaissances (8 270 participants en 2024) ;
- des formations spécifiques en présentiel : formations génériques auprès des nouveaux entrants du réseau éthique et conformité, des administrateurs de filiales ou des *contract managers*, ainsi que deux formations, en français et en anglais, réalisées par des avocats à destination des salariés du Groupe chargés de l'évaluation des tiers et du traitement des alertes.

En complément, la Direction juridique Groupe et la DECG proposent un *e-learning* « prévenir la corruption et le trafic d'influence », accessible à l'ensemble des salariés sur la plateforme e-campus, permettant d'appréhender les bons comportements à adopter dans des situations relatives aux relations d'affaires, aux conflits d'intérêts et aux cadeaux. Le suivi d'un *e-learning* anticorruption est obligatoire pour tout salarié entrant dans une fonction exposée au risque de corruption (*e-learning* intégré aux parcours de formation manager, manager de projets, acheteur, *contract manager*, etc.).

En 2024, 71,6 % des salariés exposés au risque de corruption dans les principales filiales du Groupe ont été formés. Du fait de la réorganisation du Groupe en 2024, le comptage des salariés côté EDF n'a pas été possible pour certaines directions. L'ensemble du périmètre Groupe sera donc pris en compte en 2025.

À partir des résultats sur l'ensemble du périmètre Groupe, une cible pour cet indicateur sera fixée.

3.4.4.2 Cas de corruption recensés

Les indicateurs relatifs aux faits de corruption sont les suivants :

- nombre de condamnations pour des faits de corruption passive ou active imputables à des personnes physiques ou à des personnes morales ;
- montant des amendes pour infraction à la législation anticorruption ;
- mesure(s) prise(s) pour remédier au non-respect des procédures et normes anti-corruption et les actes de corruption. Cet indicateur intègre les mesures mises en place pour remédier et prévenir la réitération de tels faits (actions de sensibilisation, modification des procédures de prévention, renforcement des contrôles, etc.).

En 2024, il n'y a pas eu de condamnations pour des infractions de corruption concernant des personnes morales ou physiques. Par conséquent, les informations relatives aux mesures de remédiation et à l'implication des acteurs intervenant dans la chaîne de valeur sont sans objet.

3.4.5 Sûreté et gestion de crise

3.4.5.1 Politique de gestion de crise et continuité d'activité

En cas d'évènement exceptionnel, les mesures prises pour gérer les crises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe. Pour faire face à ce risque, EDF a établi une politique Gestion de crise et Continuité d'activité définissant les principes d'organisation, ainsi que le dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique est décrite dans la section 2.1.3 « Les principaux programmes de maîtrise des activités ».

3.4.5.2 Le programme Sécurité du patrimoine et des systèmes d'information

Le risque cybersécurité fait partie des risques majeurs du groupe EDF. Depuis plusieurs années, le groupe EDF s'est doté d'un programme Sécurité des informations et des systèmes d'information couvert par les politiques Sécurité du patrimoine face à la malveillance, Sécurité des systèmes d'information et Gouvernance des SI et de la transformation numérique. Ce programme est décrit dans la section 2.1.3 « Les principaux programmes de maîtrise des activités ».

Les principales actions de maîtrise du risque cybersécurité mises en œuvre en 2024 sont décrites dans section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle » – 1C « Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber ».

3.4.5.3 Sûreté

Le Groupe développe les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique.

3.4.5.3.1 Sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique à EDF est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception, de la maintenance et de l'exploitation des aménagements hydroélectriques pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages.

La sécurité des personnes – public, prestataires et personnel – est la priorité absolue d'EDF. La sûreté hydraulique est une condition impérative d'exercice du métier de producteur d'hydroélectricité.

Pour les développements relatifs à la sûreté hydraulique, voir la section 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique ».

3.4.5.3.2 Sûreté nucléaire

L'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en France et l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) au Royaume-Uni veillent au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives. Priorité absolue pour EDF, la sûreté des centrales nucléaires est une préoccupation de tous les instants, de la conception à la déconstruction des installations, en passant par l'exploitation. La politique « Sûreté nucléaire du groupe EDF » a été redéfinie en 2021 (voir la section 1.4.1.1.2.2 « Sûreté nucléaire, environnement, radioprotection »). La politique traite notamment des enjeux d'incidents d'exploitation et de cybersécurité.

Compte tenu de l'importance de l'enjeu de la sûreté nucléaire, une information et une communication claires et transparentes sur les évènements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (ASNR et ONR), les collectivités locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

Le Conseil de sûreté nucléaire, présidé par le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine périodiquement le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de sûreté nucléaire. Il est ensuite rendu public.

Pour des développements en matière de sûreté nucléaire, voir notamment les sections 1.4.1.1.2.2 « Sûreté nucléaire, environnement, radioprotection », 1.4.5.1.2 « Les activités d'EDF Energy » et 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

Conceptions des installations

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte, dès la conception des ouvrages, et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations des personnels du groupe EDF et de ses prestataires. La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO [1] et audits OSART [2]) conduits par les experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

Exercices

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les impacts sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne pour chaque site nucléaire élaboré par EDF ;
- du plan particulier d'intervention élaboré par les préfets, en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité, ces plans prennent notamment en compte des risques d'origine externe (inondation…) ou interne (incendie…). La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale sous la direction de l'ASNR. Ils impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures. Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a enrichi son organisation de gestion de situation de crise. Il a mis en place un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif appelé « Force d'action rapide nucléaire » (FARN) a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Il peut être déployé sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. La FARN permet des interventions en parallèle sur six tranches d'un même site.

Formations

Par ailleurs, la politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires. Après une formation initiale de plusieurs mois, allant jusqu'à 24 mois pour les postes clefs (ingénieur sûreté, opérateur…), chaque salarié doit suivre des recyclages obligatoires. Leur fréquence est annuelle, bisannuelle ou trisannuelle, en fonction des métiers et des domaines.

Indicateur INES

	2022	2023	2024
Événements significatifs de niveau 2 sur l'échelle INES *(en nombre)*	0	1*	0

** Événement initialement de niveau 1, au périmètre d'EDF Energy, requalifié de niveau 2 en 2024.*

Précision sur les indicateurs

L'indicateur INES concerne le nombre d'évènements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 2 sur l'échelle INES (International Nuclear Event Scale). L'indicateur est au périmètre Groupe.

3.4.6 Influence politique et activités de lobbying

3.4.6.1 Le groupe EDF s'engage pour un lobbying transparent et responsable

Les activités de lobbying sont encadrées par la charte du lobbying responsable Groupe [3] et respectent la Charte éthique Groupe [4]. Au sein du groupe EDF, les activités de lobbying sont placées sous la responsabilité de la direction de chacune des entités du Groupe.

EDF s'engage à mener toutes ses actions de lobbying direct et indirect en ligne avec l'Accord de Paris et son objectif de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C au-dessus du niveau préindustriel, en lien avec les parties prenantes institutionnelles, les associations professionnelles, les organisations non gouvernementales et le milieu académique. EDF s'engage également à mener toutes ses actions de lobbying en ligne avec sa raison d'être et ses principes de transition juste [5]. Toutes les positions clés d'EDF sur les sujets climatiques font l'objet, d'une validation par le Comité de pilotage des relations avec les pouvoirs publics, à l'exception de celles qui concernent les gestionnaires d'infrastructures régulées au sens du Code de l'énergie. Ce comité, présidé par le directeur des affaires publiques et internationales, se réunit chaque semaine et rassemble notamment la Direction de la Stratégie du Groupe, la Direction des Affaires Publiques, la Direction des Affaires Européennes, la Direction de la Régulation et la Direction Juridique.

L'évaluation de l'engagement du Groupe passe par un processus d'examen dont la méthode et les résultats sont publiés [6]. Il consiste notamment en des revues et des évaluations annuelles des principales associations professionnelles partenaires d'EDF. Cette évaluation mesure leur alignement avec la raison d'être d'EDF, l'Accord de Paris et son objectif de limiter le réchauffement climatique à un niveau de 1,5 °C par rapport au niveau préindustriel et avec les principes de Transition juste.

(1) *World Association of Nuclear Operators.*
(2) *Operational Safety Analysis Review Team.*
(3) edfgroup_responsible-advocacy-charter_20240605_va.pdf, charte signée par la directrice Impact Groupe et le Directeur des Affaires gouvernementales et internationales du Groupe.
(4) www.edf.fr/sites/groupe/files/contrib/groupe-edf/engagements/Ethique%20Conformite/charte-ethique/20190416-edf_charte_ethique_fr_page_hd.pdf charte signée par le Président-Directeur Général du Groupe.
(5) www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-10/edfgroup_rse_transition-juste-et-inclusive_principes_2022_vf.pdf
(6) edfgroup_climate-policy-engagement-review2023_20240605_va.pdf

Si ce processus d'examen révèle des désalignements matériels, la position d'EDF est d'encourager les associations à adopter une approche plus proactive en matière de plaidoyer pour le climat. Si EDF identifie une faible probabilité d'évolution, le processus d'examen peut conduire à réévaluer l'adhésion du Groupe à certaines organisations et envisager d'en rejoindre de nouvelles.

EDF est un représentant d'intérêts au sens de la loi Sapin 2 [1] et, à ce titre, est inscrite au répertoire des représentants d'intérêts de la Haute Autorité pour la transparence de la vie publique (HATVP). Les gestionnaires de réseau RTE et Enedis, ainsi que Dalkia, sont également inscrits, chacun déclarant les actions de représentation d'intérêts réalisées au cours de l'année. La liste des personnes en charge d'une activité de représentation d'intérêts identifiées au répertoire fait l'objet d'une mise à jour régulière. EDF transmet également à la HATVP [2] une déclaration annuelle portant sur les actions de représentation d'intérêts effectuées à savoir les actions visant à influer sur une décision publique réalisées auprès des responsables publics nationaux identifiés par le législateur.

Au niveau européen, EDF est inscrit au registre de transparence (n° 39966101835-69) du Parlement européen et de la Commission européenne, met régulièrement à jour ses données, et applique le code de conduite qui lui est annexé. EDF expose ses positions de manière publique via ce registre de transparence [3] et via les associations dont elle est membre [4]. Ses principaux messages en la matière sont en outre disponibles via les médias sociaux (LinkedIn, Twitter).

3.4.6.2 Le groupe EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation

EDF, en tant que premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2 [5], fait partie des acteurs non étatiques de premier plan dans les discussions internationales sur le changement climatique. En lien avec son implantation géographique, le Groupe est actif au niveau mondial, en particulier en Europe et en France. Le Groupe s'engage en particulier à promouvoir l'accélération de l'électrification des usages et les organisations de marché favorisant un mix de production d'électricité décarbonée.

Concernant les conflits d'intérêts, voir la section 4.4.1 « Conflits d'intérêts », et les mandats et fonctions des membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif, voir les sections 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration » et 4.3 « Direction Générale ».

3.4.6.2.1 Au niveau français

EDF œuvre à l'accélération de la transition énergétique française et à sortir de la dépendance aux énergies fossiles. EDF est notamment membre de l'Union française de l'électricité (UFE) qui promeut un ensemble de réformes pour préparer l'avenir du système énergétique vers le « Zéro émission nette » [6].

EDF soutient l'initiative « 1 Pacte Climat [7] » lancée en 2023 par le MEDEF et ses partenaires AFEP, Collège des Directeurs du développement durable (C3D), Entreprises et Progrès, Entreprises pour l'Environnement (EpE) et le Pacte mondial de l'ONU - Réseau France. Cette initiative vise à valoriser et promouvoir les innovations, solutions, technologies, produits et services bas carbone des entreprises implantées en France pour réussir la transition vers une économie bas carbone.

EDF est partie prenante de l'élaboration de la Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC) lancée en 2022, qui devrait aboutir en 2025. Il s'agit de la feuille de route de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de la société aux impacts du changement climatique. EDF a notamment répondu aux consultations publiques en 2023 et 2024 et déposé plusieurs cahiers d'acteurs : cahier d'acteur EDF relatif à la SFEC [8], cahier d'acteur EDF relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie et à la Stratégie nationale bas carbone [9], cahier d'acteur EDF relatif au Plan national d'adaptation au changement climatique [10].

Dans le cadre de l'initiative « Sport Sponsors Climate Pledge [11] » EDF s'est engagée en mai 2023 à conditionner, à partir de 2025, toute décision de sponsoriser un évènement sportif à la mise en place par l'évènement d'objectifs de réduction carbone alignés avec l'Accord de Paris. EDF a été partenaire premium des Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024. En fournissant une électricité décarbonée et 100 % renouvelable pour les Jeux, EDF a contribué à l'objectif de diviser par deux les émissions carbone liées à l'organisation de l'évènement par rapport à la moyenne des éditions précédentes.

3.4.6.2.2 Au niveau européen

Le groupe EDF intervient soit en son nom propre (avec un bureau permanent situé à Bruxelles), soit via l'association Eurelectric représentant les électriciens européens. La Direction des Affaires Européennes (DAE) d'EDF, rattachée au Secrétariat Général, anime les engagements des entités d'EDF auprès des associations professionnelles et des groupes de réflexion.

EDF soutient activement la mise en place d'un marché européen des gaz à effet de serre robuste et une stratégie énergétique et climatique ambitieuse à long terme, portée par la Commission de régulation de l'énergie européenne.

En 2023, EDF a largement contribué aux discussions sur les textes du paquet Fit for 55 et aux débats sur les priorités qui devraient animer la nouvelle Commission européenne. Le Groupe a défendu une approche permettant de préserver l'ambition climatique en faveur de la neutralité carbone en 2050, tout en garantissant à l'ensemble de l'économie de gagner en compétitivité et en résilience, à travers 4 piliers :

- encourager une électrification des usages, y compris à travers une taxation non discriminatoire de l'énergie ;
- assurer qu'un éventail complet de technologies à faible émission de carbone contribue à une décarbonation économiquement optimale, en soutenant un mix fondé sur des actifs pilotables des énergies renouvelables, des réseaux intelligents et des gaz décarbonés – notamment l'hydrogène électrolytique – pour les secteurs difficiles à électrifier ;
- démontrer la résilience et la flexibilité de l'électricité comme un atout majeur pour le système énergétique européen, en favorisant une intégration intelligente ;
- mettre en avant les avantages de la numérisation.

EDF est engagée dans la mise en œuvre des dispositions résultant du paquet Fit for 55.

(1) Pour la définition de représentant d'intérêt voir www.hatvp.fr/la-haute-autorite/lencadrement-du-lobbying/definition-stricte/
(2) Hors RTE, gestionnaire du réseau de transport et Enedis, gérée dans le respect d'indépendance de gestions, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(3) Hors RTE, gestionnaire du réseau de transport et Enedis, gérée dans le respect d'indépendance de gestions, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(4) EDF et les sociétés qu'elle contrôle. Ce contrôle est en particulier établi par la détention, directe ou indirecte, par EDF, de la majorité du capital ou des droits de vote au sein des organes de gouvernance des sociétés concernées. Hors RTE et Enedis, filiales gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(5) Voir la section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe ».
(6) ufe-electricite.fr/transition-energetique-au-service-des-francais/
(7) 1pacteclimat.fr/
(8) archivephase1.concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr/cahier-dacteur-ndeg66-edf
(9) concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr/voir-les-cahiers-dacteurs-deposes
(10) consultation-pnacc.ecologie.gouv.fr/voir-les-cahiers-dacteurs-deposes
(11) Le sport soutient l'engagement en faveur du climat – ChangeNOW.

En 2024, les actions principales du Groupe se sont concentrées sur la promotion du développement de toutes les sources de production d'électricité à faible intensité carbone, l'accélération de l'électrification de l'économie, notamment par la défense d'un plan d'action, de cibles et d'indicateurs d'électrification, la promotion de l'hydrogène bas carbone, ainsi que la défense d'une approche globale et optimisée du système énergétique au service de la compétitivité industrielle. Ces enjeux ont particulièrement été développés dans le scénario « *Net Zero* 2050 » qu'EDF a porté auprès des décideurs publics européens, et dont l'axe principal repose sur le besoin d'augmenter sensiblement la part de la consommation électrique bas carbone dans la demande en énergie finale.

3.4.6.2.2.1 Au niveau international

Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [1] qui promeut la sortie du charbon dans le cadre de l'Accord de Paris, dès 2030 dans les pays européens, et avant 2050 pour le reste du monde. Cette coalition est à l«origine de la Coal Transition Commission, co-présidée par la France, et de l'appel de 25 pays à exclure toute nouvelle installation charbon de leur contribution déterminée au niveau national, contributions devant être mis à jour d'ici la COP30 en novembre 2025 dans le cadre de l'Accord de Paris [2].

EDF soutient le développement de toutes les énergies bas carbone dans le monde. EDF soutient notamment la *Global Renewable Alliance* appelant à tripler les capacités d'énergie renouvelable et à doubler le taux annuel d'amélioration de l'efficacité énergétique au niveau mondial d'ici à 2030 [3]. EDF est membre fondateur de *The Utilities for Net Zero Alliance* (UNEZA) créée à la COP28 à Dubaï et dont le secrétariat est assuré par l'*International Renewable Energy Agency* (IRENA).

EDF s'est également engagée à œuvrer pour tripler la capacité nucléaire mondiale d'ici 2050 en signant en septembre 2023 le « *Net Zero Nuclear Industry Pledge* », initiative relayée par plus de 20 pays dans une déclaration formelle lors de la COP28 [4] en présence du Président-Directeur Général d'EDF.

L'engagement du groupe EDF en faveur du climat est reconnu au niveau international. à la Climate Week New York 2024, l'organisation InfluenceMap a classé le groupe EDF parmi les 41 entreprises mondiales leaders de l'action climatique [5].

3.4.6.3 L'encadrement du financement des partis politiques

Le groupe EDF respecte les lois et réglementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. Conformément à la législation en vigueur en France, EDF n'effectue aucun financement aux partis politiques.

Les filiales du Groupe en Italie et au Royaume-Uni ont directement inscrit dans leur code de conduite l'interdiction de financer les partis politiques. À noter que de tels financements sont interdits par la loi en Belgique.

Dans les pays où cela est autorisé (par exemple aux États-Unis), les sociétés du groupe EDF peuvent déterminer s'il est approprié de fournir un soutien financier. Dans l'affirmative, celui-ci doit respecter le principe de neutralité. Les sociétés du Groupe concernées doivent signaler tout financement à leur maison mère chaque année.

En 2024, seul EDF Renouvelables a effectué des versements aux États-Unis, d'un montant de 87 150 dollars US sous forme de *Political Action Committee contributions* et de 270 500 dollars US sous forme de *corporate contributions*.

(1) poweringpastcoal.org/members
(2) poweringpastcoal.org/news/countries-join-call-to-action-for-no-new-coal-in-national-climate-plans/
(3) globalrenewablesalliance.org/supporters/
(4) www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/6666/CP_EDF-COP28-V4-clean.pdf
(5) influencemap.org/briefing/Global-Leaders-in-Climate-Policy-Engagement-2024-29339

3.5 Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 de la société Electricité de France S.A., relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024

A l'assemblée générale de la société Electricité de France,

Le présent rapport est émis en notre qualité de commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. (« EDF » ou « le Groupe »). Il porte sur les informations en matière de durabilité et les informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024 et incluses dans le rapport sur la gestion du Groupe et présentées dans les sections 3.1 à 3.4.6 du chapitre 3 intitulé « Etat de durabilité et Plan de vigilance » (ci-après « l'Etat de Durabilité »).

En application de l'article L. 233-28-4 du code de commerce, EDF est tenue d'inclure les informations précitées au sein d'une section distincte du rapport sur la gestion du Groupe. Ces informations ont été établies dans un contexte de première application des articles précités caractérisé par des incertitudes sur l'interprétation des textes, le recours à des estimations significatives, l'absence de pratiques et de cadre établis notamment pour l'analyse de double matérialité ainsi que par un dispositif de contrôle interne évolutif. Elles permettent de comprendre les impacts de l'activité du Groupe sur les enjeux de durabilité, ainsi que la manière dont ces enjeux influent sur l'évolution des affaires du Groupe, de ses résultats et de sa situation. Les enjeux de durabilité comprennent les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernement d'entreprise.

En application du II de l'article L. 821-54 du code précité notre mission consiste à mettre en œuvre les travaux nécessaires à l'émission d'un avis, exprimant une assurance limitée, portant sur :

- la conformité aux normes d'information en matière de durabilité adoptées en vertu de l'article 29 ter de la directive (UE) 2013/34 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2022 (ci-après ESRS pour *« European Sustainability Reporting Standards »*) du processus mis en œuvre par EDF pour déterminer les informations publiées, et le respect de l'obligation de consultation du comité social et économique prévue par l'article L. 2312-17 du code du travail ;
- la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans l'Etat de Durabilité avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du code de commerce, y compris avec les ESRS ; et
- le respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

L'exercice de cette mission est réalisé en conformité avec les règles déontologiques, y compris d'indépendance, et les règles de qualité prescrites par le code de commerce.

Il est également régi par les lignes directrices de la Haute Autorité de l'Audit *« Mission de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 »*.

Dans les trois parties distinctes du rapport qui suivent, nous présentons, pour chacun des axes de notre mission, la nature des vérifications que nous avons opérées, les conclusions que nous en avons tirées, et, à l'appui de ces conclusions, les éléments qui ont fait l'objet, de notre part, d'une attention particulière et les diligences que nous avons mises en œuvre au titre de ces éléments. Nous attirons votre attention sur le fait que nous n'exprimons pas de conclusion sur ces éléments pris isolément et qu'il convient de considérer que les diligences explicitées s'inscrivent dans le contexte global de la formation des conclusions émises sur chacun des trois axes de notre mission.

Enfin, lorsqu'il nous semble nécessaire d'attirer votre attention sur une ou plusieurs informations en matière de durabilité fournies par EDF dans son Etat de Durabilité, nous formulons un paragraphe d'observations.

Limites de notre mission

Notre mission ayant pour objectif d'exprimer une assurance limitée, la nature (choix des techniques de contrôle) des travaux, leur étendue (amplitude), et leur durée, sont moindres que ceux nécessaires à l'obtention d'une assurance raisonnable.

En outre, cette mission ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de EDF, notamment à porter une appréciation, qui dépasserait la conformité aux prescriptions d'information des ESRS sur la pertinence des choix opérés par EDF en termes de plans d'action, de cibles, de politiques, d'analyses de scénarios et de plan de transition.

Elle permet cependant d'exprimer des conclusions concernant le processus de détermination des informations en matière de durabilité publiées, les informations elles-mêmes, et les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, quant à l'absence d'identification ou, au contraire, l'identification, d'erreurs, omissions ou incohérences d'une importance telle qu'elles seraient susceptibles d'influencer les décisions que pourraient prendre les lecteurs des informations objet de nos vérifications.

Notre mission ne porte pas sur les éventuelles données comparatives.

Conformité aux ESRS du processus mis en œuvre par EDF pour déterminer les informations publiées, et respect de l'obligation de consultation du comité social et économique prévue par l'article L. 2312-17 du code du travail

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que :

- le processus défini et mis en œuvre par EDF lui a permis, conformément aux ESRS, d'identifier et d'évaluer ses impacts, risques et opportunités liés aux enjeux de durabilité, et d'identifier ceux de ces impacts, risques et opportunités matériels qui ont conduit à la publication des informations en matière de durabilité dans l'Etat de Durabilité, et
- les informations fournies sur ce processus dans la section « *3.1.4 Processus d'évaluation de double matérialité* » de l'Etat de Durabilité sont également conformes aux ESRS.

En outre, nous avons contrôlé le respect de l'obligation de consultation du comité social et économique.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions ou incohérences importantes concernant la conformité du processus mis en œuvre par EDF avec les ESRS.

Concernant la consultation du comité social et économique prévue à l'article L.2312-17 du code du travail, nous avons été informés par le Groupe que celle-ci est prévue en date du 27 mars 2025 comme mentionné dans la section 3.1.3.2 « Intérêts et points de vue des parties prenantes » de l'Etat de Durabilité.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité aux ESRS du processus mis en œuvre par EDF pour déterminer les informations publiées.

Concernant l'identification des parties prenantes

Les informations relatives à l'identification des parties prenantes sont mentionnées dans la section « *3.1.3.2 Intérêts et points de vue des parties prenantes* » et celles relatives à leur implication dans le processus sont mentionnées dans la section « *3.1.4.1.1.3 Evaluation des IROs* » de l'Etat de Durabilité.

- nous nous sommes entretenus avec la direction et les personnes que nous avons jugé appropriées et avons inspecté la documentation disponible.
- nos diligences ont notamment consisté à apprécier, en exerçant notre esprit critique, la cohérence des principales parties prenantes identifiées par le Groupe avec la nature de ses activités et son implantation géographique, en tenant compte de ses relations d'affaires et de sa chaîne de valeur.

Concernant l'identification des impacts, risques et opportunités (« IRO »)

Les informations relatives à l'identification des impacts, risques et opportunités sont mentionnées dans la section « *3.1.3.3.2 Impacts, risques et opportunités matériels identifiés* » de l'Etat de Durabilité.

- nous avons pris connaissance du processus mis en œuvre par le Groupe concernant l'identification des impacts (négatifs ou positifs), risques et opportunités (« IRO »), réels ou potentiels, en lien avec les enjeux de durabilité mentionnés dans le paragraphe AR 16 des « Exigences d'application » de la norme ESRS 1 et le cas échéant, ceux qui sont spécifiques au Groupe, tel que présenté dans la section 3.1.3.3 "*Impacts, risques et opportunités matériels*" de l'Etat de Durabilité.
- en particulier, nous avons apprécié la démarche mise en place par le Groupe pour déterminer ses impacts et ses dépendances, qui peuvent être source de risques ou d'opportunités.
- nous avons pris connaissance de la cartographie réalisée par le Groupe des IRO identifiés, incluant notamment la description de leur répartition dans les activités propres et la chaîne de valeur, ainsi que de leur horizon temporel (court, moyen ou long terme), et apprécié la cohérence de cette cartographie avec notre connaissance du Groupe et avec les analyses de risques menées par le Groupe.
- nous avons apprécié la manière dont le Groupe a considéré la liste des sujets de durabilité énumérés par la norme ESRS 1 (AR 16) dans son analyse.

Concernant l'évaluation de la matérialité d'impact et de la matérialité financière

Les informations relatives à l'évaluation de la matérialité d'impact et de la matérialité financière sont mentionnées dans la section « *3.1.4 Processus d'évaluation de double matérialité* » de l'Etat de Durabilité.

- nous avons pris connaissance, par entretien avec la direction et inspection de la documentation disponible, du processus d'évaluation de la matérialité d'impact et de la matérialité financière mis en œuvre par le Groupe, et apprécié sa conformité au regard des critères définis par ESRS 1.
- nous avons notamment apprécié la façon dont le Groupe a établi et appliqué les critères de matérialité de l'information définis par la norme ESRS 1, y compris relatifs à la fixation de seuils, pour déterminer les informations matérielles publiées au titre des indicateurs relatifs aux IRO matériels identifiés conformément aux normes ESRS thématiques concernées.

Conformité des informations en matière de durabilité incluses dans la section Etat de Durabilité du rapport sur la gestion du Groupe avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du code de commerce, y compris avec les ESRS

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que, conformément aux prescriptions légales et règlementaires, y compris aux ESRS :

- les renseignements fournis permettent de comprendre les modalités de préparation et de gouvernance des informations en matière de durabilité incluses dans l'Etat de Durabilité, y compris les modalités de détermination des informations relatives à la chaîne de valeur et les exemptions de divulgation retenues ;
- la présentation de ces informations en garantit la lisibilité et la compréhensibilité ;
- le périmètre retenu par EDF relativement à ces informations est approprié ; et
- sur la base d'une sélection, fondée sur notre analyse des risques de non-conformité des informations fournies et des attentes de leurs utilisateurs, que ces informations ne présentent pas d'erreurs, omissions, incohérences importantes, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions, incohérences importantes concernant la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans l'État de Durabilité, avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du code de commerce, y compris avec les ESRS.

Observation

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les informations figurant dans la section « *3.1.1 Base d'établissement de l'état de durabilité* » décrivant les limites induites par les incertitudes inhérentes à la première année d'application de l'article L.233-28-4 du code de commerce, le périmètre de collecte de certains indicateurs et les précisions méthodologiques et incertitudes relatives aux estimations réalisées par le Groupe pour la détermination d'indicateurs quantitatifs.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans l'État de Durabilité du Groupe avec les exigences de l'article L.233-28-4 du code de commerce, y compris avec les ESRS.

Informations fournies en application des normes environnementales (ESRS E1 et E3)

Les informations publiées au titre du changement climatique (ESRS E1) sont mentionnées dans la section « 3.2.2 ESRS E1 – Changement climatique » de l'Etat de Durabilité.

Nos diligences ont notamment consisté à :

- sur la base des entretiens menés avec la direction ou les personnes concernées, en particulier la direction « Impact », apprécier si la description des politiques, actions et cibles mises en place par le Groupe couvre les domaines suivants : atténuation du changement climatique, énergie et adaptation au changement climatique ;
- apprécier le caractère approprié de l'information présentée dans les notes de la section environnementale des informations en matière de durabilité incluses dans l'État de Durabilité et sa cohérence d'ensemble avec notre connaissance du Groupe.

En ce qui concerne les informations publiées au titre du bilan des émissions de gaz à effet de serre :

- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par le Groupe visant à la conformité des informations publiées ;
- nous avons apprécié la cohérence du périmètre considéré pour l'évaluation du bilan d'émissions de gaz à effet de serre avec le périmètre des états financiers consolidés, les activités sous contrôle opérationnel, et la chaîne de valeur amont et aval ;
- nous avons pris connaissance du protocole d'établissement du bilan des émissions de gaz à effet de serre utilisé par le Groupe pour établir le bilan d''émissions de gaz à effet de serre et apprécié ses modalités d'application, sur une sélection de catégories d'émissions et de sites, sur le scope 1 et le scope 2 ;
- concernant les émissions relatives au scope 3, nous avons apprécié le processus de collecte d'informations ;
- nous avons apprécié le caractère approprié des facteurs d'émission utilisés et le calcul des conversions afférentes ainsi que les hypothèses de calcul et d'extrapolation, compte tenu de l'incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées ;
- pour les données physiques (telles que la consommation d'énergie), nous avons rapproché, sur la base de sondages, les données sous-jacentes servant à l'élaboration du bilan d'émissions de gaz à effet de serre avec les pièces justificatives ;
- en ce qui concerne les estimations que nous avons jugé structurantes auxquelles le Groupe a eu recours, pour l'élaboration de son bilan d'émissions de gaz à effet de serre, nous avons pris connaissance de la méthodologie de calcul des données estimées et des sources d'informations sur lesquelles reposent ces estimations et nous avons apprécié si les méthodes ont été appliquées de manière cohérente.

En ce qui concerne les vérifications au titre du plan de transition pour l'atténuation du changement climatique, nos travaux ont principalement consisté à apprécier si les informations publiées au titre du plan de transition répondent aux prescriptions d'ESRS E1, décrivent de manière appropriée les hypothèses structurantes sous-tendant ce plan, étant précisé que nous n'avons pas à nous prononcer sur le caractère approprié ou le niveau d'ambition des objectifs de ce plan de transition.

Les informations publiées au titre des ressources hydriques (ESRS E3) sont mentionnées dans la section « 3.2.4 ESRS E3 – Ressources hydriques » de l'Etat de Durabilité.

En ce qui concerne les informations publiées au titre de la consommation d'eau et des prélèvements d'eau pour les process industriels :

- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par le Groupe visant à la conformité des informations publiées ;
- nous avons apprécié la cohérence du périmètre considéré pour l'évaluation des données de consommation d'eau et de prélèvement d'eau pour les process industriels avec le périmètre des états financiers consolidés ;
- nous avons pris connaissance des protocoles d'établissement et des référentiels méthodologiques utilisés par le Groupe pour établir les indicateurs d'eau consommée et de prélèvements d'eau pour les process industriels et apprécié leur pertinence et leurs modalités d'application, sur une sélection de types de circuits d'eau et de sites ;
- pour les données physiques, nous avons rapproché, sur la base de sondages, les données sous-jacentes servant à l'élaboration des indicateurs avec des pièces justificatives ;
- en ce qui concerne les estimations que nous avons jugé structurantes auxquelles le Groupe a eu recours pour l'élaboration des données consolidées, nous avons pris connaissance de la méthodologie de calcul des données estimées et des sources d'informations sur lesquelles reposent ces estimations et nous avons apprécié si les méthodes ont été appliquées de manière cohérente.

Respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier le processus mis en œuvre par EDF pour déterminer le caractère éligible et aligné de ses activités des entités comprises dans la consolidation.

Ils ont également consisté à vérifier les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, ce qui implique la vérification :

- de la conformité aux règles de présentation de ces informations qui en garantissent la lisibilité et la compréhensibilité ;
- sur la base d'une sélection, de l'absence d'erreurs, omissions, incohérences importantes dans les informations fournies, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions, incohérences importantes concernant le respect des exigences de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

Observation

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les informations figurant dans la section « *3.2.7.3.1 Analyse des critères de non-nuisance (DNSH)* » relatif à la taxonomie, de l'État de Durabilité en lien avec le DNSH « prévention et réduction de la pollution », qui font état du processus mis en place et des analyses menées par le Groupe dans une logique d'efforts raisonnables, et notamment des démarches entreprises auprès de ses fournisseurs pour identifier des solutions de remplacement de certaines substances.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant le respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852

Concernant le caractère éligible des activités

Nous avons apprécié, par entretien et par inspection de la documentation afférente, la conformité de l'analyse du Groupe sur le caractère éligible de l'ensemble de ses activités au regard des critères définis par les annexes des actes délégués complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du conseil.

Concernant le caractère aligné des activités éligibles

Nous avons apprécié, par entretien et par inspection de la documentation afférente, la conformité de l'analyse du Groupe sur le caractère aligné des activités éligibles au regard des critères définis par les annexes des actes délégués complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du conseil.

Dans le cadre de nos vérifications, nous avons notamment :

- apprécié les choix opérés par le Groupe quant à la prise en compte des communications de la Commission européenne sur l'interprétation et la mise en œuvre de certaines dispositions du Référentiel Taxonomie ;
- consulté, par sondage, les sources documentaires utilisées, y compris externes le cas échéant, et mené des entretiens avec les personnes concernées ;
- analysé, par sondage, les éléments sur lesquels la direction a fondé son jugement lorsqu'elle a apprécié si les activités économiques éligibles répondaient aux conditions cumulatives, issues du Référentiel Taxonomie, nécessaires pour être qualifiées d'alignées, notamment le principe consistant à « ne pas causer de préjudice important » (*DNSH*) à aucun des autres objectifs environnementaux ;
- apprécié l'analyse réalisée au titre du respect des garanties minimales, principalement au regard des éléments collectés dans le cadre de la prise de connaissance du Groupe et de son environnement.

Concernant les indicateurs clés de performance et les informations qui les accompagnent

Les indicateurs clés de performance et les informations qui les accompagnent figurent dans la section « *3.2.7 Taxonomie verte* » de l'Etat de Durabilité.

- S'agissant des totaux de chiffre d'affaires, CapEx et OpEx (les dénominateurs), présentés dans les tableaux réglementaires, nous avons vérifié les rapprochements réalisés par le Groupe avec les données issues de la comptabilité ayant servi de base à l'établissement des états financiers.
- S'agissant des autres montants composant les différents indicateurs d'activités éligibles et/ou alignées (les numérateurs), nous avons apprécié ces montants sur la base d'une sélection d'activités, d'opérations ou projets représentatifs que nous avons déterminée en fonction de l'activité à laquelle ils/elles sont rattachés et de leur contribution aux indicateurs.
- Enfin, nous avons apprécié la cohérence des informations figurant dans la section « *3.2.7 Taxonomie verte* » de l'Etat de Durabilité avec les autres informations en matière de durabilité de ce rapport.

Fait à Paris la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 20 février 2025

Les commissaires aux comptes

KPMG SA		**PricewaterhouseCoopers Audit**	
Jacques-François LETHU	Quentin HENAUX	Amélie GRAFFAN-JEANPIERRE	Cédric HAASER

3.6 Plan de vigilance

3.6.1 Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance

EDF s'est engagée de longue date à exercer ses activités de manière responsable autour des valeurs de respect, solidarité et responsabilité, en promouvant des solutions durables pour les personnes et l'environnement.

« Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants » est aujourd'hui la raison d'être adoptée par EDF et intégrée à ses statuts lors de l'Assemblée générale des actionnaires du 7 mai 2020. Pour contribuer au projet d'entreprise Ambitions 2035, EDF se fixe 3 objectifs et 12 engagements RSE [1] (voir la section 3.1 « Informations générales »).

Le contexte légal

La loi française n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre a introduit, à l'article L. 225-102-4 du Code de commerce, l'obligation d'établir et de mettre en œuvre un plan de vigilance.

Ce plan doit comporter « les mesures de vigilance raisonnable propres à identifier les risques et à prévenir les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi que l'environnement » pouvant résulter des activités de la Société et des filiales qu'elle contrôle, et de celles des fournisseurs ou sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque ces activités sont rattachées à cette relation.

Il doit également comprendre la description de cinq mesures :

1. une cartographie des risques afin de les identifier, les analyser et les hiérarchiser ;
2. des procédures d'évaluation régulière de la situation des filiales contrôlées, des sous-traitants ou des fournisseurs au regard de la cartographie ;
3. des actions adaptées d'atténuation des risques ou de prévention des atteintes graves ;
4. un mécanisme d'alerte et de recueil des signalements relatifs à l'existence ou à la réalisation des risques ;
5. un dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité.

Le Groupe décline ainsi la description de ces cinq mesures dans son plan de vigilance comme suit :

- 3.6.1 Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance
- 3.6.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes
- 3.6.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi sur le devoir de vigilance
- 3.6.4 Méthodologie de cartographie des risques du Groupe
- 3.6.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2024
- 3.6.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation (les éléments de compte-rendu annuel sont intégrés aux mesures de prévention et d'atténuation afférentes)
  - 3.6.6.2 Droits humains et libertés fondamentales
  - 3.6.6.3 Environnement
  - 3.6.6.4 Santé-Sécurité
  - 3.6.6.5 Fournisseurs et sous-traitants
- 3.6.7 Système d'alerte du Groupe
- 3.6.8 Dispositifs de suivi

Le référentiel du Groupe relatif aux engagements et exigences du Groupe en matière d'environnement, de droits humains et de santé-sécurité

EDF inscrit son plan de vigilance dans le respect des « principes directeurs de l'ONU relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme » (UNGP), des principes directeurs de l'OCDE, des conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT) et de la charte internationale des droits de l'homme de l'ONU.

Dans ce cadre, le Groupe a publié sur son site internet son référentiel devoir de vigilance intitulé « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF » [2]. Ce référentiel rassemble les engagements et exigences du groupe EDF (EDF et les sociétés qu'elle contrôle, voir la section 3.6.3 « Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi sur le devoir de vigilance ») et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes, d'éthique des affaires.

Ce référentiel se réfère et renvoie à l'ensemble des documents publics ou des politiques internes au Groupe parmi lesquels :

- les procédures Groupe, prescriptives et s'appliquant à toutes les filiales contrôlées : maîtrise des risques et contrôle interne, gouvernance des filiales et participations, management de projets, éthique et conformité, RSE, santé-sécurité, achats ;
- les documents internes rendus publics : charte éthique, code de conduite éthique et conformité, charte développement durable entre EDF et ses fournisseurs, accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe ;
- les référentiels externes : *Global Compact* des Nations Unies, Principes directeurs de l'ONU sur les entreprises et les droits de l'homme, Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales, Guide des droits humains à destination des PDG du WBCSD, Conventions de l'OIT garantissant les principes et droits fondamentaux du travail et luttant contre les discriminations, Déclaration sur les droits de l'enfant, Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, *Global Reporting Initiative* (GRI), Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RFAR).

(1) Responsabilité sociétale d'entreprise.
(2) Publié en français et en anglais sur le site edf.fr (www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf).

Le plan de vigilance d'EDF rend compte des différentes démarches engagées pour chacun des enjeux et engagements RSE du Groupe sur l'ensemble du chapitre 3 du présent document de la façon suivante :

Risques saillants relatifs au devoir de vigilance			Enjeux et engagements du groupe EDF	
Domaine	**Type de risque**	**Risque**	**Descriptions des atténuations et actions 2024 dans les différentes sections de l'État de durabilité**	
Droits humains et libertés fondamentales des personnes	Transverse	Risques liés au harcèlement et à la discrimination.	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	**ESRS 2** Informations générales
	Activités et projets	Risque d'atteinte aux droits des communautés et des peuples autochtones : • risques liés notamment aux enjeux fonciers et de déplacements de populations ou encore à des conséquences de consultations inadéquates. • risques liés à l'emploi de forces de sécurité.	**ESRS S3** Communautés affectées	
	Activités et projets	Risque d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail et d'hébergement décentes.	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	
	Activités et projets	Risque de travail forcé chez des sous-traitants.	**ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	
Environnement	Transverse	L'impact sur le climat : le changement climatique et les émissions de gaz à effet de serre.	**ESRS E1** Émissions de gaz à effet de serre	
	Transverse	L'impact sur la qualité de l'air et de l'eau.	**ESRS E2** Rejets avec effets sur la qualité de l'air, de l'eau et des sols	
	Transverse	Les impacts sur les ressources.	**ESRS E3** Ressources hydriques et marines **ESRS E4** Biodiversité et écosystèmes **ESRS E5** Utilisation de ressources et économie circulaire	
	Transverse	Les impacts sur la biodiversité.	**ESRS E4** Biodiversité et écosystèmes	
Santé-sécurité des personnes	Salariés et sous-traitants	Les accidents du travail, les maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit).	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	
	Salariés et sous-traitants	Les troubles musculo-squelettiques, les troubles anxio-dépressifs, dont le stress.	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	
	Riverains	La sûreté des installations nucléaires et hydrauliques.	**ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E2** Pollution **ESRS E3** Ressources hydriques et marines	
	Riverains	La qualité de l'air.	**ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E2** Pollution	

Risques saillants relatifs au devoir de vigilance			Enjeux et engagements du groupe EDF	
Domaine	**Type de risque**	**Risque**	**Descriptions des atténuations et actions 2024 dans les différentes sections de l'État de durabilité**	
Fournisseurs et sous-traitants	Catégorie d'achat	Électricité Contrôle Commande.	**ESRS G1** Informations en matière de gouvernance **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur **ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E1** Changement climatique **ESRS E2** Pollution **ESRS E3** Ressources hydriques et marines **ESRS E4** Biodiversité et écosystèmes **ESRS E5** Utilisation de ressources et économie circulaire	**ESRS 2** Informations générales
	Catégorie d'achat	Génie civil, déconstruction et dépollution.		
	Catégorie d'achat	Systèmes de levage pour charges lourdes		
	Catégorie d'achat	Contrôles/essais non destructifs et maintenance en milieu industriel.		
	Catégorie d'achat	Biens et services industriels.		
	Catégorie d'achat	Matériels informatiques et télécom.		
	Catégorie d'achat	Solutions informatiques, édition, hébergement et support.		
	Catégorie d'achat	Travaux de bâtiments neufs et existants		
	Catégorie d'achat	Chaîne de fabrication des panneaux solaires et des batteries.		

3.6.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes

EDF a renforcé son pilotage du plan de vigilance avec la nomination, en décembre 2020, d'un responsable conformité Groupe devoir de vigilance par deux membres du Comité exécutif [1]. Il est chargé de l'élaboration, du déploiement et de la coordination du plan de vigilance et de son application dans le Groupe en partenariat avec la Direction Impact.

Le plan de vigilance et les actions qui en découlent sont validés en Comité stratégique RSE présidé par le Président du Groupe, et soumis au Comité responsabilité d'entreprise, Comité du Conseil d'administration dédié aux sujets de responsabilité sociale et environnementale.

L'élaboration et le pilotage du plan de vigilance reposent sur une collaboration entre la Direction Juridique et la Direction Impact au sein d'un Comité de pilotage et d'un Comité stratégique regroupant également la Direction des Ressources Humaines, la Direction des Achats, la Direction des Risques, la Direction Internationale, la Direction Éthique et Conformité, la Direction *Export Control* et Sanctions Internationales et des représentants de filiales aux activités exposées. Le Comité stratégique définit de manière collégiale les orientations et les objectifs du plan de vigilance, sur proposition du Comité de pilotage, il s'assure de l'atteinte de ces objectifs et peut les redéfinir en fonction des avancées opérationnelles restituées par le Comité de pilotage se regroupant trimestriellement.

Le déploiement et la coordination du plan de vigilance s'appuient sur un réseau de Responsables Devoir de vigilance nommés dans chaque entité du Groupe concernée au regard de leurs missions dans les domaines de la RSE, de l'éthique et conformité, ou bien encore du contrôle interne (voir la section 3.6.5 « Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2024 »).

Association des parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Il forme le socle de la coopération qu'EDF entretient avec ses parties prenantes.

L'accord-cadre mondial sur la Responsabilité sociale et environnementale du Groupe [2] conclu entre EDF, 18 organisations syndicales représentant les salariés du Groupe et 2 fédérations syndicales mondiales (IndustriAll Global Union et PSI) stipule que son plan de vigilance est « élaboré et mis en place en association avec les parties prenantes de l'entreprise y compris les organisations représentatives des salariés » (voir la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale d'entreprise - L'accord-cadre mondial responsabilité et environnementale sociale du groupe EDF »). Depuis 2018, le Comité de dialogue sur la responsabilité sociale (CDRS) [3], composé de représentants de l'ensemble des signataires de l'accord, travaille sur de nombreux sujets en lien avec le devoir de vigilance (santé-sécurité, exercice de la responsabilité du Groupe dans le cadre de projets internationaux, etc.) et sur les actions à mettre en œuvre pour déployer et améliorer le plan de vigilance du Groupe. Ainsi, en 2024, les réunions du CDRS ont permis notamment à ses membres de s'informer sur la publication du plan de vigilance 2023 et d'échanger sur les actions de vigilance 2024 dont le salaire décent ou encore le bilan 2023 et les perspectives 2024 de la politique santé-sécurité du Groupe. Des interventions d'experts externes du domaine associatif ont également été organisées pour illustrer leurs visions des grands enjeux actuels en matière de droits humains. Les remarques et suggestions du Conseil de Parties Prenantes du Groupe (voir la section 3.1.3.2.1 « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe »), relatives au plan de vigilance, ont également été partagées et discutées. En termes de cadre législatif, les évolutions du projet de directive européenne sur le devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité (CS3D) ont également été présentées aux membres, ainsi que la mise en œuvre dans le Groupe de la directive CSRD sur le reporting en matière de durabilité.

Ces réunions du CDRS sont l'occasion d'échanges afin de répondre aux interrogations des membres sur les sujets liés au devoir de vigilance du Groupe ou encore à des points d'attention locaux dont les membres auraient connaissance.

(1) Le Secrétaire Général Groupe et le Directeur Exécutif Groupe en charge de l'innovation, la responsabilité d'entreprise et la stratégie.
(2) Accord signé le 27 janvier 2025.
(3) Depuis le 27 janvier 2025, le CMDRSE (Comité mondial de dialogue sur la responsabilité sociale et environnementale) est le comité de suivi de la mise en oeuvre et du respect des engagements de l'accord susnommé.

À l'externe, EDF a participé, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH [1]), à des rencontres avec d'autres entreprises, des juristes, des ONG et des fédérations syndicales en vue d'échanger de façon ouverte sur les attentes des parties prenantes, les pratiques des autres entreprises et d'améliorer son processus d'élaboration du plan de vigilance.

Depuis 2022, des personnalités spécialistes des droits humains et des liens avec la finance auprès des Nations Unies ou encore des emplois verts à l'Organisation internationale du travail (OIT) sont membres du Conseil de Parties Prenantes du Groupe (voir la section 3.1.3.2.1 « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe ») afin de mieux intégrer cette expertise au sein de cette instance.

En parallèle et de manière constante, le Groupe poursuit des discussions ouvertes avec les différents acteurs de la société civile (associations, personnalités) qui souhaitent entretenir ce dialogue, afin de nourrir et faire progresser son plan de vigilance.

3.6.3 *Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance*

De la construction et l'exploitation de centrales nucléaires, hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes ou thermiques, au développement et l'exploitation de réseaux électriques, à la commercialisation et l'accompagnement des clients pour réaliser des économies d'énergie, le Groupe est présent sur tous les maillons de la chaîne de valeur en France et se développe à l'international (voir la section 1.4 « Description des activités du Groupe »).

Principaux pays d'activité

Le périmètre cœur de développement du Groupe en Europe est le « G4 » qui regroupe la France, la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni. Dans ces pays, le groupe EDF est présente en tant qu'acteur de référence dans les moyens de production d'électricité, mais aussi avec un portefeuille de clients significatif dans chaque géographie. Fort de son ancrage dans les territoires, le groupe EDF y développe une gamme d'offres de fourniture et de solutions et services destinés à la décarbonation de ses clients, adaptés aux choix locaux de politique énergétique.

Dans le reste du monde, hors « G4 », le Groupe se développe principalement via des modèles d'affaires sans contrôle exclusif de l'actif avec un rôle industriel permettant de capitaliser sur l'expérience pour le Groupe. EDF va chercher des relais de croissance, en s'engageant dans des projets créateurs de valeur sur des marchés en croissance, en exportant ses savoir-faire reconnus dans des pays en quête de solutions concrètes pour réussir la transition énergétique (voir la section 1.4.5 « Activités du Groupe à l'international »). Les pays présentant un caractère de risque font l'objet d'une vigilance particulière, y compris dans les relations avec les partenaires.

Le Groupe développe des projets dans différentes zones géographiques dont le Brésil, l'arc andin (Chili-Pérou-Colombie), le Moyen-Orient (Arabie saoudite et Émirats arabes unis), l'Afrique de l'Ouest et centrale (Cameroun, Côte d'Ivoire, Togo), l'Afrique australe (Mozambique, Malawi), le Laos, l'Inde, les États-Unis, l'Australie, l'Allemagne, l'Espagne ou encore l'Ouzbékistan.

Au sein du Groupe, EDF Renouvelables développe des projets seule ou en partenariat, exploite et maintient des installations produisant de l'électricité issue des énergies renouvelables dans près de 25 pays. EDF Renouvelables intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, elle est active en amont dans le développement de projets, dans l'ingénierie lors de la construction des parcs éoliens et solaires, et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites. Au 31 décembre 2024, EDF Renouvelables détient 60,3 % d'éolien, 37,0 % de solaire et 2,7 % de stockage [2] et a engagé un rééquilibrage technologique en accélérant son développement dans le solaire. Ses principales zones d'implantations historiques sont l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l'Europe, à commencer par la France et le Royaume-Uni. EDF Renouvelables a par ailleurs engagé un rééquilibrage géographique de ses activités. Elle renforce sa présence dans d'autres pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables tels que l'Afrique du Sud, le Brésil, la Chine, l'Inde, les Émirats arabes unis, l'Arabie saoudite, le Maroc ou Oman.

Capacités nettes installées éoliennes, solaires et stockage d'EDF Renouvelables (en %) :

Amérique du Nord	37 %
Europe	29 %
Chine, Vietnam et Inde	12 %
Amérique du Sud	12 %
Arabie saoudite et Émirats arabes unis	6 %
Israël	3 %
Maroc et Égypte	1 %
Afrique du Sud	1 %

Fournisseurs et sous-traitants

Le périmètre des fournisseurs et sous-traitants d'EDF représente environ 18 000 fournisseurs de rang 1. Plus de 95 % des achats sont réalisés en France et 97,4 % sont réalisés dans l'Union européenne (99,3 % dans l'Association européenne de libre-échange [3]). Les fournisseurs de certaines filiales ou impliqués dans les projets internationaux font l'objet d'un dispositif de vigilance particulier. Compte tenu du caractère principalement industriel de ses activités, la vigilance du Groupe sur les risques d'atteintes graves aux droits ou à la santé des personnes (salariés, prestataires, riverains, communautés locales et clients) et à l'environnement s'impose préalablement à ses décisions d'investissement, tout particulièrement dans la construction, l'exploitation, la maintenance et la déconstruction des ouvrages.

Périmètre du plan de vigilance

Le périmètre du plan de vigilance couvre les activités d'EDF, celles de ses filiales contrôlées [4], ainsi que celles de ses fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque leur activité est en lien avec cette relation.

L'organisation du Groupe est présentée en section 1.2.1 « Organisation du Groupe ».

Les filiales Dalkia et Framatome, qui comptent plus de 5 000 salariés, sont intégrées dans le plan avec l'ensemble des filiales françaises et internationales.

RTE et Enedis, gestionnaires respectivement des réseaux de transport et de distribution d'électricité en France, sont des filiales régulées gouvernées par un principe d'indépendance de gestion et qui publient, à ce titre, leur propre plan de vigilance.

(1) e-dh.org
(2) Valeurs nettes.
(3) Union européenne, Suisse et Royaume-Uni notamment.
(4) Filiales intégrées dans le périmètre de consolidation par intégration globale au sens de l'article L. 233-16 II du Code de commerce (en France et à l'étranger) (voir la note 3.3 « Périmètre de consolidation au 31 décembre 2023 » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023).

3.6.4 Méthodologie de cartographie des risques du Groupe

L'identification et la priorisation des risques permettant d'élaborer le plan de vigilance reposent sur deux démarches complémentaires : la cartographie des risques du Groupe, comprenant les risques relatifs au devoir de vigilance, et une cartographie des risques supplémentaires, spécifiquement dédiée pour les entités les plus exposées du fait de leur activité et/ou de leur implantation.

Suivant la démarche Groupe indiquée dans la section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités », chaque entité du Groupe réalise une cartographie des risques, sous la responsabilité du management, à l'aide d'une typologie visant à couvrir toutes les catégories de risques, internes ou externes, opérationnels ou stratégiques pesant sur le Groupe. Le guide méthodologique des risques du groupe EDF détaille les risques liés au devoir de vigilance spécifiquement. Le Groupe demande aux entités de cartographier les risques portant atteinte aux droits humains et aux libertés fondamentales, à la santé et la sécurité au travail, à l'environnement, qui pourraient être causés du fait de ses activités ou de celles de ses fournisseurs, prestataires, ou partenaires. En 2023 et 2024, une sensibilisation de tous les responsables des risques des entités du Groupe a été consacrée à la cartographie des risques liés au devoir de vigilance. Les remontées des cartographies ont été partagées entre la Direction des Risques Groupe et la Direction Impact pour une meilleure approche de ces risques.

Cette cartographie se construit en 5 étapes successives : l'identification des risques, l'évaluation des risques, la priorisation, la mise sous contrôle par la définition du plan d'action, le pilotage du plan d'action incluant le suivi du déploiement du plan d'action et la mesure de son efficacité.

L'identification des risques

Pour garantir raisonnablement une identification des principaux risques, une approche par processus métier et par actif est combinée avec une approche par grande nature de risques. En outre, le retour d'expérience, les évènements, incidents ou presque accidents sont pris en considération comme source d'identification des risques, ainsi que le résultat des audits réalisés. L'identification des risques est la résultante d'une discussion entre les principaux acteurs : les managers, experts et parties prenantes.

L'évaluation des risques et leur hiérarchisation

Les risques identifiés font l'objet d'une hiérarchisation qualitative selon :

- leur impact, c'est-à-dire leur gravité potentielle, évalué par des critères multiples, dont l'évaluation de l'impact sur l'environnement physique ou humain ;
- leur probabilité d'occurrence, c'est-à-dire leur degré de vraisemblance évaluée sur un horizon de temps pertinent, estimée sur la base de l'historique de l'activité, du retour d'expérience, ou d'une expertise interne ou externe ;
- leur niveau de maîtrise, c'est-à-dire l'efficience des actions mises en œuvre.

La principale finalité de la cartographie générale des risques est de définir et de mettre en œuvre des plans d'actions (prévention, protection, atténuation) visant à réduire l'impact et/ou la probabilité des risques.

Gouvernance des risques du Groupe

La cartographie des risques du groupe EDF est construite en s'appuyant sur les cartographies des risques des entités, sur les autoévaluations du contrôle interne, et sur des analyses croisées des remontées des entités opérationnelles et fonctionnelles.

La Direction des Risques Groupe identifie et évalue les risques de niveau Groupe et constitue une cartographie des risques du Groupe, validée en Comité des risques (instance du Comité exécutif) présidé par le Président du Groupe, puis présentée au Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration.

Par ailleurs, la mise en œuvre de la CSRD a permis de préciser la cohérence entre les impacts risques opportunités (IRO) identifiés dans le contexte de la CSRD, et les principaux risques identifiés dans la cartographie des risques (voir la section 3.1.4. « Processus d'évaluation de double matérialité »). Au total, une cohérence d'ensemble a été mise en place entre toutes les analyses de risques menées dans les différents contextes : cartographie des risques Groupe, CSRD ou plan de vigilance.

Évaluation des risques Groupe structurants pour le plan de vigilance en 2024

L'application de cette démarche permet d'identifier les risques principaux, à l'échelle du groupe EDF, présentés dans la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ». Ces derniers font l'objet d'une hiérarchisation selon une échelle de criticité à 3 niveaux (forte, intermédiaire ou modérée) évaluée sur la base de leur gravité potentielle, de leur probabilité d'occurrence, et de leur impact, compte tenu des dispositions existantes.

Parmi eux, plusieurs risques sont structurants pour l'orientation du plan de vigilance, car ils comprennent au moins une des dimensions « droits humains », « environnement » ou « santé et sécurité » :

- le risque d'atteinte à l'éthique ou à la conformité (voir la section 2.2 – 3D « Atteinte à l'éthique ou à la conformité ») : ce risque inclut depuis 2019 un volet « devoir de vigilance », qui prévoit la mise en œuvre d'un programme d'actions piloté au niveau du Groupe, ainsi qu'une obligation faite aux entités du Groupe de rendre compte de leurs propres actions dans ce domaine ;
- le risque d'adaptation au changement climatique – risques physiques et risques de transition (5B) : ce risque comporte notamment un volet portant sur les impacts des activités du Groupe sur le climat ;
- le risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité (1I), et les risques spécifiques à la sûreté nucléaire (2C) et à la sûreté hydraulique (1F) ;
- Le risque de maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (1A) : ce risque inclut un volet relatif aux impacts potentiels des projets sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité ;
- le risque de continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (1E) : ce risque inclut spécifiquement la mise en œuvre d'actions de vigilance lors de la contractualisation et du suivi des contrats ;
- le risque d'atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) (1D) : ce risque lié à la nature industrielle et la diversité des activités du Groupe qui renforcent le caractère fondamental du respect des règles et de la prise en compte des différents risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenant dans les installations industrielles du Groupe pour préserver la sécurité et la santé au travail.

Les risques spécifiques au devoir de vigilance sont détaillés par domaine dans la section 3.6.6 « Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation » et leur relation avec les risques principaux du Groupe évoqués ci-dessus :

- risques saillants relatifs aux droits humains et libertés fondamentales : voir la section 3.6.6.2.1 ;
- risques saillants relatifs à l'environnement : voir la section 3.6.6.3.1 ;
- risques saillants relatifs à la santé et la sécurité des personnes : voir la section 3.6.6.4.1 ;
- risques saillants concernant les fournisseurs et les sous-traitants : voir la section 3.6.6.5.1.

3.6.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2024

En 2024, plusieurs chantiers et actions ont été initiés ou poursuivis dans une démarche d'amélioration continue du plan de vigilance du Groupe :

Déclinaison et déploiement des engagements droits humains du référentiel devoir de vigilance

En mars 2021, EDF a élaboré un référentiel rassemblant les engagements du Groupe (EDF et les sociétés qu'elle contrôle) et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires. Le Groupe rappelle et synthétise dans ce référentiel ses engagements liés au devoir de vigilance, et explicite ses exigences vis-à-vis de ses partenaires, financeurs, fournisseurs et sous-traitants. Ce document soumis aux membres du CDRS [1] (voir la section 3.6.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes »), a été signé par le Président du groupe EDF. Il est publié en français et en anglais sur le site edf.fr (www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf).

En 2023, EDF avait finalisé la déclinaison de chacun des engagements de droits humains de son référentiel devoir de vigilance afin de les expliciter, les contextualiser et les déployer. Chaque engagement fait l'objet d'une fiche droits humains rappelant les cadres internationaux de référence et les définitions relatifs à ces engagements, les principaux facteurs de risques, les principales actions de maîtrise des risques et les outils disponibles le cas échéant. Ces fiches sont disponibles en français, en anglais, en italien, en espagnol et en chinois simplifié.

En 2024, EDF a complété ces outils en élaborant un fichier d'identification des risques potentiels d'atteinte aux droits humains par grand type de matière première en fonction des technologies et des principaux pays producteurs ou extracteurs.

le Groupe a également publié une page sur son site internet explicitant ses engagements et actions en faveur des droits humains (www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/bien-etre-et-solidarite/droits-humains).

Intégration renforcée du devoir de vigilance dans les projets

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »). Dans ce cadre, la politique Engagements du groupe EDF fixe le cadre des décisions d'engagements et en particulier indique que le projet doit procéder à une évaluation des risques de non-respect des engagements et des exigences fondamentales en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes, d'éthique des affaires, conformément à la loi sur le devoir de vigilance. Par ailleurs, ces projets font l'objet d'un avis de la Direction Impact. Cet avis est élaboré à partir d'une grille d'analyse traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe. Les enjeux relatifs à l'environnement, la santé-sécurité des personnes et aux droits humains sont donc systématiquement abordés dans l'analyse des projets. Lorsque nécessaire, la Direction Impact demande des *due diligences* spécifiques à ces enjeux (voir la section 3.6.6 « Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation - Actions globales de prévention et d'atténuation des risques relatifs au devoir de vigilance »).

Pour certains projets lorsque les risques afférents et la complexité l'exigent, le Groupe recommande, depuis 2024, l'élaboration d'un plan de vigilance dédié. Ces plans de vigilance spécifiques à un projet sont travaillés par les entités supportant ces projets, puis soumis aux responsables devoir de vigilance du Groupe.

Sensibilisation et déploiement du plan de vigilance au sein du Groupe

Dans chaque entité du Groupe, des Responsables devoir de vigilance sont nommés sur la base de leurs missions dans les domaines de la RSE ou à l'éthique et la conformité, ou bien encore au Contrôle interne. En 2024, quatre sessions du réseau des responsables devoir de vigilance ont été consacrées notamment aux sujets suivants :

- la présentation du deuxième plan de vigilance autonome 2023 du Groupe et les principales actions 2024 ;
- le partage de la mise en place des démarches de vigilance de certaines filiales et entités du Groupe ;
- une intervention de l'Agence éthique sportive sur l'identification des risques pénaux dans le secteur sportif dans le cadre des relations avec les partenaires en anticipation des Jeux olympiques ;
- le partage des remarques et suggestions de certaines parties prenantes du Groupe sur le plan de vigilance ;
- la veille réglementaire : les évolutions du projet de directive sur le devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité et les contentieux français relatifs au devoir de vigilance en cours.

En termes de formation, le Groupe a développé en 2021 un module *e-learning* dédié au devoir de vigilance pour sensibiliser et aider au déploiement du plan de vigilance du Groupe. En 2024, cet *e-learning*, ainsi que celui consacré aux droits humains, ont été mis à disposition des membres du Conseil d'administration d'EDF, dans le cadre de la nouvelle offre de formation « RSE » sur la nouvelle plateforme *e-learning*. À fin décembre 2024, environ 3 000 salariés ont réalisé l'*e-learning (contre 2 500 à fin 2023)*. Par ailleurs, une demi-journée de formation, dédiée au devoir de vigilance, a également été proposée aux juristes d'appui au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) d'EDF.

Ces actions menées en 2024 s'inscrivent dans une démarche de progrès se déroulant tout au long de l'année sur la base d'un plan d'action revu régulièrement.

3.6.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation [2]

3.6.6.1 Actions globales de prévention et d'atténuation des risques relatifs au devoir de vigilance

Les mesures de prévention et d'atténuation des risques sont mises en œuvre par chaque entité concernée, par l'application des politiques transverses et sectorielles et sur la base de la méthodologie commune de maîtrise des risques du Groupe qui prévoit la description de plans d'actions de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité. Les projets industriels font l'objet d'analyses de risques sur le champ d'application du devoir de vigilance en tenant compte de leur nature, taille, caractéristiques techniques et localisation. Dans ce cadre, les études d'impact environnementales et sociales des projets situés dans des pays non-OCDE s'appuient sur les référentiels internationaux les plus exigeants (principalement IFC, WB, ADB [3]).

(1) Comité de dialogue sur la responsabilité sociale.
(2) Les éléments de compte-rendu annuel sont intégrés aux mesures de prévention et d'atténuation afférentes.
(3) IFC : International Finance Corporation. WB : World Bank. ADB : Asian Development Bank.

En outre, les enjeux relatifs à l'environnement, la santé-sécurité des personnes et aux droits humains sont systématiquement abordés dans l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), sous forme d'une identification des risques associés aux projets, afin d'assurer que les engagements d'EDF dans ce domaine sont pris en compte. Concrètement, cela prend la forme d'une identification des risques associés aux projets, tant pour les activités développées que pour les relations fournisseurs et sous-traitants envisagées dans le cadre du projet. Cette identification est facilitée par la mise à disposition d'une grille de criblage, mise à jour périodiquement, permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements RSE et référentiels du Groupe, ainsi qu'avec les standards internationaux. Cette grille prend en compte les dimensions environnementales, de santé-sécurité, de droits humains et éthiques. Dans les jalons antérieurs au CECEG, ces aspects sont examinés dans les instances de validation des projets propres à chaque entité.

Par ailleurs, le groupe EDF est régulièrement amené à réaliser des opérations de souscription ou acquisition de titres d'entités françaises ou étrangères dans le cadre de partenariat, de grands projets ou d'opérations de croissance externe ou d'investissement. EDF a finalisé en 2023 un guide méthodologique recensant et proposant de manière pratique les diverses diligences à réaliser en matière d'éthique et de conformité. Ces diligences reposent sur la politique Éthique et Conformité qui recense les programmes de conformité du Groupe, dont le devoir de vigilance. Ce guide propose une série de diligences à réaliser ou actions à mettre en œuvre à chaque phase d'un projet d'acquisition/partenariat/projet de façon chronologique et graduelle en fonction du niveau de risque identifié à chaque étape du projet.

3.6.6.2 Droits humains et libertés fondamentales

3.6.6.2.1 Identification des risques saillants

Dans le domaine des droits de l'homme et des libertés fondamentales, la politique éthique et conformité du Groupe intégrant le devoir de vigilance a conduit le groupe EDF à mettre en place une démarche se traduisant concrètement par une identification des risques saillants et des mesures d'atténuation associées, appréciées en fonction des activités du Groupe et des pays où l'entreprise et ses filiales opèrent. Depuis 2021, le Groupe s'appuie sur les indices droits humains de *Verisk Maplecroft®*, afin d'affiner et préciser les risques de droits humains auxquels le Groupe pourrait être confronté dans les pays où il opère, achète et se développe.

Les risques saillants relatifs aux droits humains et libertés fondamentales identifiés sont les suivants :

Catégorie de risque	Risque saillant	Zone géographique	Criticité du risque	Impact négatif matériel	Risque Groupe [1]
Transverse	Risques liés au harcèlement et à la discrimination	Global	■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs de la chaîne de valeur	3D
Activités et projets à l'international	**Risques d'atteinte aux droits des communautés locales :**				
	Risques liés aux enjeux fonciers du fait d'une compensation juste et de la mise en place de programmes de restauration durable des moyens d'existence.	Toutes zones hors Europe, Amérique du Nord et Australie	■■	**ESRS S3** Communautés affectées	1A
	Risques liés aux déplacements de populations ou encore à des conséquences de consultation inadéquate des communautés locales et en particulier autochtones.	Amérique latine, Asie du Sud-Est, Inde	■■	**ESRS S3** Communautés affectées	1A
	Risques liés à l'emploi de forces de sécurité.	À proximité des zones de conflit ou de régimes sécuritaires	■■	**ESRS S3** Communautés affectées	1A
	Travailleurs sur les chantiers et dans les activités opérationnelles :				
	Risques d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail et d'hébergement décentes.	Toutes zones hors Europe, Amérique du Nord et Australie	■■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise	1E, 1A, 1B
		Pays du Golfe	■■	**ESRS S2** Travailleurs de la chaîne de valeur	
		Europe, Amérique du Nord et Australie	■		
	Risques de travail forcé chez des sous-traitants.	Pays du Golfe, Asie du Sud-Est	■	**ESRS S2** Travailleurs de la chaîne de valeur	1E, 1A, 1B

Criticité nette des actions de contrôle : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

(1) Voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

3.6.6.2.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains s'inscrit dans le déploiement de l'accord-cadre mondial de responsabilité sociale et du Référentiel du Groupe (voir la section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe »).

Prévenir et lutter contre toutes les formes de discriminations, de violences physiques ou morales, d'intolérances ou d'injustices dans la vie au travail

Voir les sections 3.3.2.1.4 « Lutte contre la discrimination et promotion de l'inclusion » et 3.3.2.7.1 « Actions liées à la diversité, mixité ».

Prévenir les risques liés aux activités et projets du Groupe à l'international relatifs aux atteintes aux droits des communautés, des travailleurs et à l'emploi de forces de sécurité

Voir les sections 3.3.3.4.4 « Processus de prise en compte des droits des travailleurs dans les projets », 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées », 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations », 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées » et 3.3.4.4.2.3 « Projets internationaux ».

Contentieux en cours au Mexique

En 2018, une ONG a saisi le point de contact national français de l'OCDE (PCN) concernant un projet de parc éolien Gunaa Sicaru porté par une filiale d'EDF Renouvelables au Mexique.

Dans le cadre du processus de médiation de l'OCDE, le groupe EDF a participé à deux réunions de dialogue avec les demandeurs en apportant des éléments de réponse aux points soulevés. Au printemps 2020, le PCN a clôturé la saisine. Le 12 juillet 2022, le PCN français a publié un communiqué de presse constatant l'approfondissement de la politique d'entreprise d'EDF et la conduite de travaux sur les droits de l'homme, ainsi que sur l'engagement avec les parties prenantes. Ces mesures répondant à ses recommandations, le PCN a mis ainsi fin au suivi qu'il effectuait [1].

La procédure de consultation autochtone menée par les autorités mexicaines a été suspendue suite au tremblement de terre en 2018, puis en raison de la crise sanitaire de la Covid-19. Le processus de consultation n'avait toujours pas repris au 31 décembre 2024, malgré une ordonnance d'un juge local exigeant la reprise de cette dernière fin août 2024.

Parallèlement, en décembre 2019, EDF a répondu à une mise en demeure adressée notamment par cette ONG, ainsi que par 4 personnes physiques, au titre de la loi sur le devoir de vigilance et relative à ce projet. EDF a ensuite été assignée le 13 octobre 2020 devant le tribunal judiciaire de Paris. Les requérants demandent, d'une part, que le plan de vigilance établi par EDF soit modifié pour mieux prendre en compte en particulier les risques d'atteinte aux droits des communautés autochtones et, d'autre part, la réparation des préjudices liés à ses prétendus manquements au devoir de vigilance. EDF conteste ces deux demandes. Le 30 novembre 2021, le juge de la mise en état a rejeté la demande des associations de suspension du projet à titre conservatoire ainsi qu'à la demande d'irrecevabilité de l'action en injonction des associations concernant le plan de vigilance d'EDF en raison du défaut de mise en demeure préalable. Le tribunal a proposé le recours à une médiation, ce qu'EDF a favorablement accueilli. Les demandeurs ont alors interjeté appel du jugement rendu par le juge de la mise en état. Lors du délibéré du 18 juin 2024, la nouvelle chambre 5-12 de la cour d'appel de Paris, en charge des « contentieux émergents », a infirmé l'ordonnance du juge de la mise en état concernant la mise en demeure. La cour estime notamment que celle-ci doit identifier de façon claire les manquements reprochés, et que l'assignation peut porter sur un plan de vigilance différent de celui visé dans la mise en demeure. En revanche, la cour rejette la demande de suspension du projet au motif que la demande de mesure conservatoire porte, non sur les obligations de la société EDF SA en matière de devoir de vigilance, mais sur le projet lui-même, et relève des juridictions mexicaines. Aucune urgence ni imminence d'atteintes futures ne sont démontrées. L'affaire est renvoyée sur le fond devant le tribunal judiciaire de Paris.

L'évolution du dossier est suivie parallèlement par les membres du CDRS (voir la section 3.6.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes »).

Un site internet dédié au projet est disponible en anglais et en espagnol : www.gunaa-sicaru.com.

3.6.6.3 Environnement

3.6.6.3.1 Identification des risques saillants

La cartographie des risques du Groupe est établie en fonction des différents types d'activités industrielles du Groupe. Les risques environnementaux sont identifiés, évalués et hiérarchisés à travers le système de management de l'environnement (SME) et le dispositif de contrôle interne en lien avec la gestion des risques Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement (SME) »). L'identification des risques environnementaux s'inscrit dans le dispositif global de gestion des risques du Groupe (voir le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise »). Sur la base de sa cartographie des risques, chaque entité définit les plans d'actions pour réduire et maîtriser ses risques.

L'actualisation de la cartographie des risques 2024 conforte l'analyse des risques 2023 et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. La principale évolution concerne la prise en compte de l'impact de l'accélération du changement climatique et de l'enjeu systémique de ce risque pour EDF et l'ensemble de ses parties prenantes.

(1) www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2022/07/26/pcn-francais-edf-et-edf-renouvelables-au-mexique

Les risques environnementaux saillants sont les suivants :

Risque saillant	Activité de production la plus concernée	Criticité du risque	Impact négatif matériel	Risque Groupe [1]
Émissions de gaz à effet de serre avec effets sur le climat :				
– **Émissions directes** (Scope 1)	– Production d'électricité et de chaleur à partir de combustible fossile	■■	**ESRS E1** Émissions de gaz à effet de serre	5B
– **Émissions indirectes** (Scope 3)	– Fourniture de gaz et d'électricité, production d'électricité par des actifs non contrôlés	■■		5B
Rejets avec effets potentiels sur :				
– **la qualité de l'air** : principalement émissions de SO_2, NO_x et poussières	– Production d'électricité et de chaleur à partir de combustible fossile	■	**ESRS E2** Rejets avec effets sur la qualité de l'air, de l'eau et des sols	1I
– **la qualité de l'eau :** principalement rejets thermiques du refroidissement des centrales thermiques	– Production d'électricité à partir de centrales thermiques (nucléaire, thermique fossile)	■		1I
Consommations avec effets potentiels sur :				
– **les ressources matière** : notamment matériaux de construction de nouvelles installations et production de déchets	– Production d'électricité toutes filières (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)	■ (production existante) ■■ (projets)	**ESRS E5** Génération de déchets **ESRS E4** Impact via les ressources amont	1I 1A, 1I
– **la ressource en eau douce :** évaporation liée au refroidissement en circuit fermé des centrales thermiques et aux process industriels	– Production d'électricité à partir de centrales thermiques (nucléaire, thermique fossile)	■■	**ESRS E3** Utilisation de l'eau douce	1I
Impacts potentiels sur la biodiversité :				
– **changement d'usage des terres et des mers :** principalement emprise des nouveaux projets	– Production d'électricité toutes filières (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)	■■	**ESRS E4** Dégradation des écosystèmes	1A, 1I
– **surexploitation des ressources naturelles :** notamment forestières	– Production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse	■■	**ESRS E4** Impact via les ressources amont	1I

Criticité nette des actions de contrôle : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

3.6.6.3.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à l'environnement, EDF s'appuie sur son système de management environnemental (SME) et sa politique RSE qui engagent ses entités à une approche de précaution et une démarche de responsabilité. Les risques les plus significatifs font l'objet de plans de maîtrise en lien avec les orientations de la politique RSE Groupe.

Afin de décliner les objectifs environnementaux et les actions associées issus de ses engagements et de sa politique RSE, le groupe EDF a mis en place une animation de l'environnement à l'échelle du Groupe à l'aide d'un SME (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement (SME) »). Ce système de management s'appuie sur les instances de gouvernance d'EDF, qui définissent les orientations et objectifs environnementaux à atteindre, en lien avec les attentes des parties prenantes externes et internes (voir 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »).

Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité [2] et projet du Groupe mettent en place une démarche de management environnemental adaptée à ses propres enjeux.

Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe, des entités et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes :

- de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements : chaque entité établit et met en œuvre un programme ou plan d'action environnemental prenant en compte les engagements du Groupe la concernant, ses aspects environnementaux significatifs, ses obligations réglementaires et en considérant ses risques et opportunités ;
- de l'amélioration de l'efficacité de ses organisations de façon appropriée aux enjeux : chaque entité est responsable de son contrôle interne, des audits internes et externes de son SME et des interfaces avec le SME Groupe ;

(1) Voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».
(2) Sociétés ayant des activités industrielles, opérationnelles (installation, exploitation, maintenance), d'ingénierie et de distribution et de commercialisation de biens et services.

- d'un reporting extra-financier obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la Direction Impact les informations environnementales requises.

Le SME du Groupe est certifié par un organisme externe, l'AFNOR, selon la norme internationale ISO 14001. Tous les sites industriels sont couverts par un SME dont plus de 80 % par un SME certifié.

3.6.6.3.2.1 Prévenir l'impact sur le climat

Voir la section 3.2.2 « Changement climatique ».

3.6.6.3.2.2 Prévenir l'impact d'EDF sur l'air, l'eau, les sols, la biodiversité et la production de déchets

Pour les impacts sur l'air et les sols, voir la section 3.2.3 « Pollution » ; pour les impacts sur l'eau, voir 3.2.4 « Ressources hydriques et marines » ; pour les impacts sur la biodiversité, voir la section 3.2.5 « Biodiversité et écosystèmes » et pour la production de déchets, voir la section 3.2.6.3 « déchets ».

3.6.6.4 Santé-Sécurité

3.6.6.4.1 Identification des risques saillants

La cartographie des risques d'atteinte à la santé et à la sécurité des salariés et prestataires est établie par la Direction Santé-Sécurité en charge du management santé-sécurité, en s'appuyant sur les analyses de risques réalisées par les différentes entités et filiales du Groupe, en lien avec le dispositif de cartographie des risques du Groupe (voir la section 2.2. « Risques auxquels le Groupe est exposé »). Les risques saillants en matière d'atteinte à la santé et à la sécurité des salariés et prestataires sont liés au fonctionnement des installations industrielles (voir la section 2.2 - 1D « Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) »).

Les risques concernant les consommateurs et riverains sont liés au fonctionnement des installations industrielles (voir les sections 2.2 - 1F « Atteinte à la sûreté hydraulique », 2.2 - 1I « Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité », 2.2 - 2C « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire »).

Les risques relatifs à la santé-sécurité sont les suivants :

Catégorie de risque	Risque saillant	Criticité du risque	Impact négatif matériel	Risque Groupe [1]
Santé et sécurité des salariés et prestataires	Risques d'accidents du travail, de maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit)	■■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	1D
	Troubles musculo-squelettiques, troubles anxio-dépressifs dont stress	■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	1D
Santé et sécurité des communautés locales	Sûreté des installations nucléaires et hydrauliques	■■	**ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E2** Pollution **ESRS E3** Ressources hydriques et marines	1F, 2C
	Qualité de l'air	■	**ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E2** Pollution	1I

Criticité nette des actions de contrôle : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

3.6.6.4.2 Principales mesures d'atténuation, de prévention et de suivi des mesures mises en œuvre

Déploiement de la politique santé-sécurité

Voir les sections 3.3.2.1.2 « La politique Prévention Santé Sécurité » et 3.3.2.6 « Santé et Sécurité de tous ».

Voir la section 3.6.6.5.2 « Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre » pour la santé-sécurité dans la démarche d'achat.

Sûreté des installations nucléaires et hydrauliques

Voir la section 3.4.5.3.2 « Sûreté nucléaire ».

Voir la section 3.4.5.3.1 « Sûreté hydraulique ».

La qualité de l'air

Voir la section 3.2.3.2 « Pollution de l'air : rejets de NOx, SO_2, poussières ».

(1) Voir le chapitre 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

3.6.6.5 Fournisseurs et sous-traitants

3.6.6.5.1 Identification des risques saillants

Les risques saillants relatifs au devoir de vigilance concernant les fournisseurs et sous-traitants sont identifiés sur la base d'une cartographie des risques couvrant la totalité des catégories d'achats au périmètre d'EDF. Sont concernés les achats industriels, tertiaires et IT d'EDF, hors achats de combustibles, et une partie des achats tertiaires, informatiques et télécommunications pour certaines filiales. La méthodologie prend en compte toutes les thématiques RSE, en s'alignant à la fois sur la politique RSE du groupe EDF et les standards de la CSRD : neutralité carbone & climat (atténuation, adaptation), préservation des ressources de la planète (pollutions, ressources aquatiques et marines, biodiversité, déchets et économie circulaire), bien-être et solidarité (santé-sécurité, droits humains et achats solidaires), et le développement responsable des territoires. Elle permet d'identifier des actions à mener auprès des fournisseurs à toutes les étapes du processus achat (stratégie, contractualisation et suivi du marché) et *in fine*, de déterminer le niveau de risque résiduel.

Cette analyse de risques couvre 184 catégories d'achat pour environ 18 000 fournisseurs ayant un contrat avec EDF. Plus de 95 % des achats sont réalisés en France grâce, en particulier au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe. 97,4 % des achats sont réalisés dans l'Union européenne (99,3 % dans l'Association européenne de libre-échange) [1].

Les risques sont évalués par catégorie d'achat. L'évaluation et la priorisation des risques bruts sont fondées sur les périmètres d'activités des fournisseurs, au regard des facteurs de risques identifiés avec les experts de chaque thématique RSE. La localisation géographique constitue en outre un élément majorant dans l'appréciation du risque.

Des risques majeurs ont été identifiés dans les différents domaines d'achats pour des points touchant essentiellement à la santé-sécurité, aux pollutions et aux déchets, aux émissions de gaz à effet de serre, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits humains. 16 % des catégories d'achats analysées sont classés à risque « résiduel majeur » ; 51 % sont classés à risque « significatif » ; 34 % sont classés à risque « résiduel limité ». Parmi les catégories d'achats analysées et classées à risque résiduel majeur, le tableau ci-dessous récapitule les domaines d'achat – par regroupements de catégories – ayant fait l'objet d'un total de facturation supérieur à 50 millions d'euros en 2024 (tous les risques détaillés ci-dessous précisent le risque principal du Groupe 1E relatif aux chaînes d'approvisionnement, ainsi que le risque principal du Groupe 1B relatif à la maîtrise du cycle du combustible nucléaire concernant l'approvisionnement en uranium dans la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ») :

Domaine d'achat	Neutralité et climat	Préservation des ressources de la planète	Santé sécurité	Droits humains	Risque saillant	Impact matériel négatif
Électricité Contrôle Commande	■■	■■	■■	■■	• Neutralité carbone et climat : lieu de fabrication et acheminement. • Préservation des ressources de la planète : gestion de fin de vie du matériel, pollutions et impacts sur la biodiversité. • Santé sécurité : exposition électrique et aux produits chimiques, travail sur machine. • Droits humains : légalité du travail, travail forcé et travail des enfants, en raison de la chaîne de sous-traitance internationale de certains matériels.	ESRS E1 ESRS E4 ESRS E5 ESRS S2 ESRS S3
Génie civil, déconstruction et dépollution	■■	■■	■■	■■	• Préservation des ressources de la planète : risques de pollution des sols, volume et traçabilité des déchets. Nuisances sonores et visuelles. • Santé sécurité : utilisation d'engins de chantier et d'explosifs, manutention et charges lourdes. • Droits humains : légalité du travail et conditions de travail sur les chantiers.	ESRS E1 ESRS E2 ESRS E3 ESRS S2 ESRS S3
Systèmes de levage pour charges lourdes	■■	■■	■	■	• Neutralité carbone et climat : consommation d'énergie pour l'extraction et la fusion de minerais (métal, acier). • Préservation des ressources de la planète : gestion de fin de vie du matériel, dont certains peuvent être radioactifs.	ESRS E1 ESRS E5
Contrôles/essais non destructifs et maintenance en milieu industriel	■	■■	■■	■■	• Préservation des ressources de la planète : gestion des déchets électroniques. • Santé sécurité : expositions radiologiques, risques de chutes, charges lourdes. Risques psycho-sociaux liés à l'itinérance des prestataires spécialisés, la pression des délais et les horaires décalés. • Droits humains : conditions d'extraction des minerais dans certains pays pour la fourniture des composants électroniques.	ESRS E5 ESRS S2 ESRS S3

(1) Union européenne, Suisse et Royaume-Uni notamment.

Domaine d'achat	Neutralité et climat	Préservation des ressources de la planète	Santé sécurité	Droits humains	Risque saillant	Impact matériel négatif
Biens et services industriels	■■	■■	■■	■■	• Neutralité carbone et climat : émissions de CO_2 liées à l'acheminement des équipements. • Préservation des ressources de la planète : pollution de l'air, des eaux, des sols en phase de fabrication, notamment des vêtements. Déchets de fabrication et liés à la fin de vie des produits. • Santé sécurité : risques de chutes, manutention d'objets lourds et exposition aux produits chimiques. • Droits humains : travail forcé, travail des enfants dans les zones de fabrication des équipements.	ESRS E1 ESRS E2 ESRS E3 ESRS E4 ESRS E5 ESRS S2 ESRS S3
Matériels informatique et télécom	■■	■■	■	■■	• Neutralité carbone et climat : émissions de CO_2 liées au lieu de fabrication des équipements et à leur acheminement. • Préservation des ressources de la planète : déchets électriques et électroniques, extraction de métaux rares. • Droits humains : travail des enfants sur les lieux de fabrication, notamment pour le petit matériel comme les smartphones.	ESRS E1 ESRS E5 ESRS S2 ESRS S3
Solutions informatiques, édition, hébergement et support	■	■	■	■■	• Droits humains : légalité du travail, risques de discrimination, de harcèlement, dus à l'implantation mondiale et *offshore* des fournisseurs.	ESRS S2
Travaux de bâtiments neufs et existants	■■	■■	■	■	• Neutralité carbone et climat : fabrication de béton, transports. • Préservation des ressources de la planète : production de déchets.	ESRS E1 ESRS E5
Chaîne de fabrication des panneaux solaires et des batteries (1)	■■	■■	■■	■■	• Neutralité carbone et climat : émissions de CO_2 liées au lieu de fabrication des équipements et à leur acheminement. • Préservation des ressources de la planète : consommation d'eau en zone de stress hydrique, pollution des eaux et des terres en phase de fabrication et d'extraction de certains minerais. • Santé sécurité : conditions de travail non adaptées, exposition aux produits chimiques. • Droits humains : conditions de travail, travail forcé, risque de discrimination dans certaines zones de fabrication et d'extraction des minerais.	ESRS E1 ESRS E2 ESRS E3 ESRS S2 ESRS S3

Criticité nette des actions de contrôle : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

(1) Hors périmètre EDF.

3.6.6.5.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Voir la section 3.3.3.1.2 « Politique fournisseurs ».

Processus d'achats responsables

Voir la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables ».

Renforcement des enjeux climatiques et de la santé-sécurité dans la démarche d'achat

Voir la section 3.2.2.1.2.2.3 Amont : Décarboner la chaîne de valeur du Groupe.

Voir la section 3.3.3.4.2.1 « La Direction des Achats Groupe (DAG) - Intégration de la santé - sécurité dans les achats ».

Évaluations des fournisseurs

Voir la section 3.3.3.4.2.4 « Surveillance des fournisseurs ».

Autres modalités pratiquées au sein du Groupe

Voir la section 3.3.3.4.2.2 « Autres modalités pratiquées au sein des principales filiales du Groupe ».

Sensibilisation et formation

Voir la section 3.3.3.4.2.3 « Formation des acteurs de la filière achats ».

Approvisionnement en combustibles

Voir la section 3.3.3.4.3 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles ».

3.6.7 Système d'alerte du Groupe

Périmètre

Voir la section 3.3.1.2.1 « Champ d'application ».

Dispositif

Voir les sections 3.3.1.2.2 « Accessibilité de la plateforme », 3.3.1.2.3 « Dépôt de signalements », 3.3.1.2.4 « Analyse de la recevabilité des signalements » et 3.3.1.2.5 « Traitement des signalements recevables » pour les modalités de fonctionnement du dispositif d'alerte.

Alertes effectuées en 2024

Voir la section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 ».

3.6.8 Dispositifs de suivi

La mission vigilance du Groupe s'emploie à faire évoluer le dispositif de suivi du plan de vigilance dans une démarche d'amélioration continue. Ce dispositif repose sur le plan d'action opérationnel qui est suivi par le Comité de pilotage. Ce plan d'action est régulièrement présenté au CDRS (voir la section 3.6.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes »).

L'évaluation du dispositif est intégrée au plan de contrôle interne annuel et une fiche dédiée aux risques relatifs au devoir de vigilance a été élaborée et déployée. Elle permet aux entités de s'autoévaluer sur les exigences à respecter dans le cadre du devoir de vigilance.

4.

Gouvernement d'entreprise

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 358

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 359

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 360
4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 378
4.2.3 Comités du Conseil d'administration 384

4.3 Direction Générale 394

4.3.1 Composition du Comité exécutif 394
4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 394

4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 396

4.4.1 Conflits d'intérêts 396
4.4.2 Absence de condamnation 396
4.4.3 Contrats de service 397

4.5 Rémunération et avantages des mandataires sociaux 397

4.5.1 Rémunération des mandataires sociaux 397
4.5.2 Options de souscriptions ou d'achat d'actions - Actions gratuites 401
4.5.3 Ratios d'équité et évolution des rémunérations 2020-2024 401

4.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère [1] au Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF [2], sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités résultent du statut d'entreprise publique et en particulier de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, de ses textes d'application et du décret n° 53-707 du 9 août 1953.

Elles sont détaillées dans le présent document d'enregistrement universel et concernent notamment :

- la composition du Conseil d'administration (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ») ;
- les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF et le mode d'exercice de la Direction Générale (voir les sections 4.2.2.2 « Nomination et attributions du Président-Directeur Général » et 4.2.2.4 « Équilibre dans la répartition des pouvoirs ») ; et
- les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir la section 4.6.1.1 « Rémunération du Président-Directeur Général »).

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du Code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Recommandations du Code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explications
Détention par les administrateurs et les dirigeants mandataires sociaux d'actions de la Société Recommandation n° 21 : *« Hors dispositions légales contraires, l'administrateur doit être actionnaire à titre personnel et, en application des dispositions des statuts ou du règlement intérieur, posséder un nombre minimum d'actions, significatif au regard des rémunérations qui lui ont été allouées. À défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il utilise ses rémunérations à leur acquisition. »* Recommandation n° 24 : *« Le conseil d'administration fixe une quantité minimum d'actions que les dirigeants mandataires sociaux doivent conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions. [...] Tant que cet objectif de détention d'actions n'est pas atteint, les dirigeants mandataires sociaux consacrent à cette fin une part des levées d'options ou des attributions d'actions de performance telle que déterminée par le conseil. »*	Les administrateurs et les dirigeants mandataires sociaux ne détiennent pas d'actions de la Société	Conformément aux dispositions légales, les administrateurs et les dirigeants mandataires sociaux ne peuvent détenir des actions de la Société. En effet, depuis le retrait obligatoire des actions d'EDF, le 8 juin 2023, l'État français détient 100 % du capital de la Société en application de l'article 111-67 du Code de l'énergie. La part de la détention par l'État est, le cas échéant, minorée, dans des proportions inférieures à une limite fixée par décret, du capital détenu par les salariés de l'entreprise et par les anciens salariés adhérents du plan d'épargne de groupe de l'entreprise.

(1) En application de l'article L. 22-10-10 du Code de commerce.
(2) Code-AFEP-MEDEF-version-de-decembre-2022.pdf

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Conseil d'administration

41,7 %	57,5 ans	13	96,6 %
d'indépendance*	âge moyen	réunions	d'assiduité

Composition**

11 Administrateurs nommés par l'Assemblée générale dont 5 sur proposition de l'État

18 membres

6 Administrateurs élus par les salariés

1 Administrateur représentant de l'État désigné par le ministre chargé de l'Économie

Comité de la stratégie
8 membres
41,7 %*** indépendance
87,5 % d'assiduité
3 réunions

Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
4 membres
66,7 %* indépendance
100,0 % d'assiduité
5 réunions

Comité de responsabilité d'entreprise
7 membres
33,3 %* indépendance
100,0 % d'assiduité
4 réunions

Comité des risques et de l'audit
8 membres
75,0 %* indépendance
97,5 % d'assiduité
5 réunions

Comité des engagements
4 membres
75,0 %* indépendance
89,5 % d'assiduité
10 réunions

Comité de suivi des engagements nucléaires
5**** membres
95,0 % d'assiduité
4 réunions

Réunions conjointes
12 participants — 3 réunions
97,2 % taux moyen de participation

Réunion conjointe
9 participants — 1 réunion
88,9 % taux moyen de participation

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*
** *Composition du Conseil d'administration à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel.*
*** *Calculé sur l'ensemble du Conseil d'administration, hors administrateurs salariés, tous les administrateurs participants aux réunions.*
**** *Les textes réglementaires régissant le Comité de suivi des engagements nucléaires n'édictent pas d'obligation particulière quant à sa composition.*

4.2.1 Composition du Conseil d'administration

En application des articles 4 et 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, EDF est administrée par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale, dont certains sur proposition de l'État, un Représentant de l'État désigné par le ministre chargé de l'économie parmi les agents publics et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public [1].

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration comprend dix-huit membres :

- onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale, dont cinq sur proposition de l'État ;
- six administrateurs élus par les salariés ;
- un Représentant de l'État.

Le Commissaire du Gouvernement [2], le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société [3] et le Secrétaire du Comité social et économique central d'EDF assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative.

Depuis le 1er janvier 2024 et jusqu'à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, les modifications et évènements suivants sont intervenus dans la composition du Conseil d'administration (voir ci-après le tableau des renseignements personnels concernant les administrateurs) :

Prénom, nom	Administrateur/Catégorie	Nature de l'évènement	Date de l'évènement
Colette Lewiner	Administratrice nommée par l'Assemblée générale	Démission	11 juin 2024
Bruno Even	Administrateur nommé par l'Assemblée générale	Nomination	11 juin 2024

Colette Lewiner ayant fait part de son intention de démissionner de son mandat d'administratrice avec effet à l'issue de l'Assemblée générale du 11 juin 2024, le Conseil d'administration, réuni le 10 juin 2024, a décidé, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, de proposer à l'Assemblée générale la nomination de Bruno Even en qualité d'administrateur indépendant pour une durée de 3 ans, par dérogation à la durée statutaire de 4 ans du mandat des administrateurs, afin de maintenir le renouvellement échelonné du Conseil d'administration (voir la section 4.2.2.1 « Durée du mandat des administrateurs - Renouvellement échelonné du Conseil »).

Les mandats de Luc Rémont, Nathalie Collin, Delphine Gény-Stéphann, Marie-Christine Lepetit et Michèle Rousseau arrivent à leur terme lors de l'Assemblée générale qui sera appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024. Sur proposition du Conseil d'administration, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, l'Assemblée générale sera appelée à statuer sur la nomination et/ou le renouvellement d'administrateurs. Le Président de la République a annoncé, dans un communiqué de presse du 21 mars 2025, qu'il « envisage, sur proposition du Premier ministre, de nommer M. Bernard Fontana en qualité de président-directeur général d'Électricité de France [...] ».

Politique de diversité

Féminisation du Conseil d'administration et des instances dirigeantes

En application de l'article L. 225-18-1 du Code de commerce, de l'ordonnance du 20 août 2014 et de l'ordonnance n° 2024-934 du 15 octobre 2024, EDF est soumis aux règles relatives à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et doit respecter une proportion d'administrateurs de chaque sexe au sein du Conseil qui ne peut être inférieure à 40 %.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration d'EDF compte 9 femmes, dont trois parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de femmes de 50 % sur l'ensemble du Conseil.

Politique de mixité des instances dirigeantes et cadres dirigeants

Conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Conseil a par ailleurs défini, le 16 décembre 2020, une politique de mixité des instances dirigeantes applicable à la Société, qui décline au sein de la Société les objectifs de l'Ambition mixité pour le Groupe adoptée par le Comité exécutif [4] et qui prévoit plusieurs engagements visant à supprimer le « plafond de verre » pour les femmes cadres dans l'accession aux Comités de direction et au niveau dirigeant (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle »).

Au périmètre de la Société, les objectifs fixés par le Conseil étaient, les suivants :

- 30 % de femmes dans les Comités de direction d'ici 2023 ; ce résultat est atteint, avec 33,6 % de femmes parmi les membres des Comités de direction, soit +1,8 point par rapport à fin 2023 ;
- 30 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants de la Société en 2025 ; ce résultat est déjà atteint au 31 décembre 2023, avec 32 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants. À noter qu'EDF se fonde désormais sur un indicateur distinct pour suivre la mixité des viviers de futurs leaders, sachant que ne sont plus employés les termes de « futurs dirigeants » ou « talents » dans le cadre de l'évolution de sa politique de talent management, afin d'évoluer vers une politique plus inclusive. Au 31 décembre 2024, le pourcentage de femmes dans les viviers de futurs leaders était de 36 % au niveau de la Société.

Le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil d'administration examinent annuellement les résultats obtenus dans le cadre de cette politique, à l'occasion de la présentation du bilan de la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »).

(1) *Les représentants des salariés mentionnés au I de l'article 7 de l'ordonnance du 20 août 2014 sont soumis, pour leur élection et leur statut, aux mêmes dispositions que celles prévues pour les représentants des salariés des entreprises relevant de la loi du 26 juillet 1983 (chapitres II et III du titre II de la loi).*
(2) *Article 15 de l'ordonnance du 20 août 2014.*
(3) *Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément à l'article 8 du décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.*
(4) *Voir la section 3.3.2.7.1.1 « Actions liées à la mixité ». Le Comité exécutif d'EDF a renforcé les ambitions pour le Groupe en 2021 en vue d'atteindre 30 % de femmes d'ici 2026, puis de 36 à 40 % à l'horizon 2030, dans toutes les strates de l'entreprise (effectifs, cadres, instances dirigeantes).*

Le Comité et le Conseil ont ainsi examiné, lors de leurs réunions du 8 octobre 2024 et du 7 novembre 2024 respectivement, les mesures mises en place par EDF et pris acte des résultats obtenus par la Société dans la mise en œuvre de cette politique.

Au périmètre Groupe, au 31 décembre 2024, EDF comptait 26,7 % de femmes parmi les dirigeants, 33 % de femmes parmi les membres de Comités de direction et 29,5 % de femmes parmi les cadres, pour une proportion de 26,4 % de femmes parmi les effectifs. Par ailleurs, le pourcentage de femmes dans les viviers de futurs leaders était, au niveau Groupe, de 38 % à fin 2024.

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a ainsi pris connaissance, lors d'une réunion du 28 novembre 2024, de l'actualisation des objectifs fixés par l'Ambition mixité des dirigeants du Groupe – qui avait d'ores et déjà été renforcée en 2021 (voir la section 3.3.2.7.1.1 « Actions liées à la mixité »).

Obligations issues de la loi Rixain

La loi n° 2021-1774 du 24 décembre 2021, dite loi « Rixain », complétée par le décret n° 2022-680 du 26 avril 2022, fixe à toutes les entreprises de plus de 1 000 salariés l'obligation d'atteindre le quota de 30 % de femmes parmi les cadres dirigeants et les membres des instances dirigeantes [1] à compter du 1er mars 2026, ce chiffre étant porté à 40 % à compter du 1er mars 2029.

Ces obligations seront applicables à EDF SA, ainsi qu'aux filiales françaises du Groupe concernées.

Au 31 décembre 2024, EDF SA compte :

- 27,5 % de femmes parmi les dirigeants de l'entreprise (contre 26,5 % à fin 2023),
- 23 % de femmes parmi les membres de son instance dirigeante (Comité exécutif).

L'ambition du Groupe sur la mixité des dirigeants a été revue dans la même dynamique que la loi Rixain : il a été décidé l'élargir au périmètre Groupe la cible de 40 % de femmes parmi les dirigeants à fin 2030, ce qui est une cible encore plus ambitieuse.

La diversité et la mixité des dirigeants et des viviers de leaders étant des leviers essentiels de la transformation du Groupe, EDF a dynamisé en 2024 son plan d'actions afin de répondre à cet objectif (voir la section 3.3.2.7.2.1 « Obligations issues de la loi Rixain : taux de femmes parmi les cadres dirigeants »).

Autres critères de diversité

Conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Conseil d'administration s'interroge régulièrement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle de ses Comités. Il définit une politique de diversité appliquée aux membres du Conseil au regard de critères tels que l'âge, la parité ou les qualifications et l'expérience professionnelle.

Après avis du Comité en charge des questions de gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a défini une politique de diversité tenant compte de la stratégie du Groupe et consistant à rechercher des compétences et expériences adaptées à ses enjeux.

Cette politique a été réexaminée et mise à jour par le Conseil d'administration lors de sa réunion du 17 février 2021, dans le contexte de l'arrivée à leur terme des mandats de plusieurs administrateurs à l'issue de l'Assemblée générale annuelle tenue en 2021, et en prenant en compte les attentes qui avaient été formulées par les administrateurs lors de l'évaluation externe du Conseil d'administration réalisée fin 2020.

Depuis lors, à l'occasion de chaque départ ou renouvellement du mandat d'un administrateur, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance examine les candidatures en tenant compte des objectifs recherchés en matière d'âge, de parité, d'expérience professionnelle, de complémentarité des profils et de maintien d'une proportion suffisante d'administrateurs indépendants au sein du Conseil fixée *a minima* au tiers des administrateurs tel que recommandé par le Code AFEP-MEDEF pour les sociétés ayant un actionnaire de contrôle (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »).

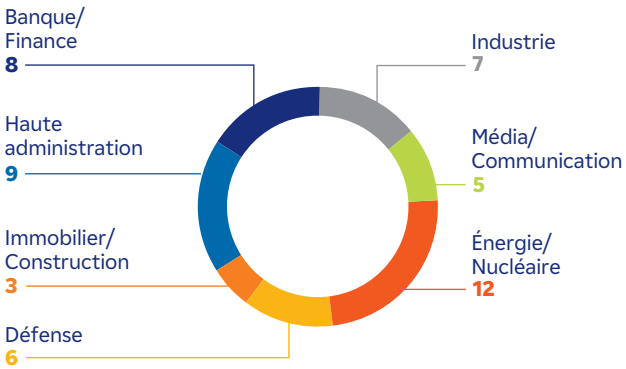
Les membres du Conseil d'administration sont interrogés, lors des évaluations du Conseil et de ses Comités, sur leur appréciation de la composition du Conseil d'administration et leurs attentes. Il ressort par exemple de la dernière évaluation externe réalisée en 2024 que la nomination en 2024 d'un nouvel administrateur ayant un profil industriel, conformément aux suggestions énoncées lors de l'évaluation interne 2023, a été appréciée par les administrateurs (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

(1) Les instances dirigeantes de la Société sont définies comme le Comité exécutif d'EDF.

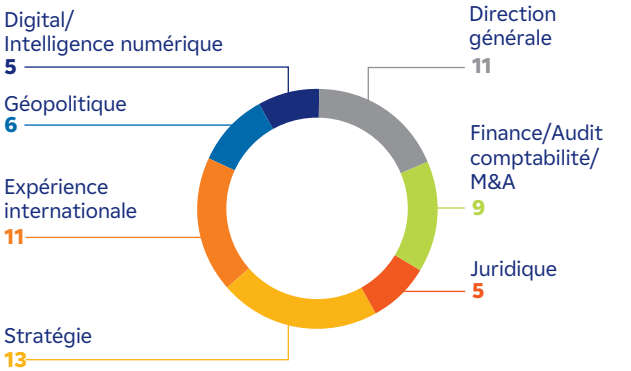
Compétences des membres du Conseil d'administration

Les graphiques ci-dessous présentent la cartographie des compétences sectorielles et des compétences fonctionnelles identifiées par les administrateurs, (autoévaluation). Chaque administrateur a en outre identifié trois compétences clés liées à sa formation et/ou son parcours professionnel (voir *supra* la présentation détaillée du parcours des administrateurs).

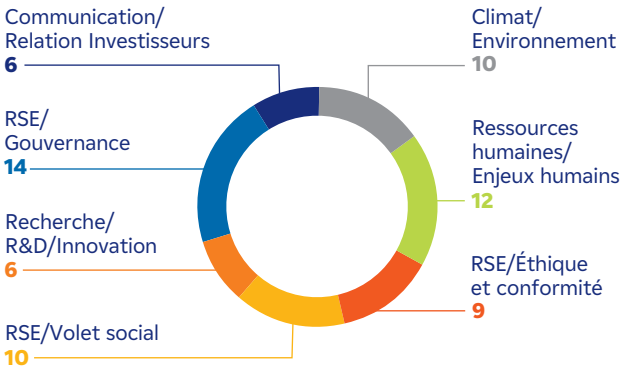
EXPERTISES SECTORIELLES PAR TYPE DE COMPÉTENCE



EXPERTISES FONCTIONNELLES PAR TYPE DE COMPÉTENCE



EXPERTISES RSE ET CLIMAT DU CONSEIL



Informations concernant les administrateurs

Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique les principales informations concernant les membres du Conseil d'administration au 31 décembre 2024.

PRÉSENTATION SYNTHÉTIQUE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

	INFORMATIONS PERSONNELLES			EXPÉRIENCE	SITUATION AU SEIN DU CONSEIL				PARTICIPATION À DES COMITÉS					
	Âge	Sexe	Nationalité	Nombre de mandats dans des sociétés cotées	Indépendance	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au conseil (en années)	Comité de la stratégie	Comité des risques et de l'audit	Comité des engagements	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale														
Luc Rémont* Président-Directeur Général	55	M	Française	1		18/11/2022	AG 2025	2,33	P					
Nathalie Collin**	60	F	Française	0	▲	22/07/2021	AG 2025	3,5		■	■			P
Bruno Crémel	59	M	Française	0	▲	16/05/2019	AG 2027 (1)	5,67		■				
Bruno Even	57	M	Française	0	▲	11/06/2024	AG 2027	<1			■			
Claire Pedini	59	F	Française	0	▲	12/05/2016	AG 2027	8,68					P	■
Philippe Petitcolin	72	M	Française	2	▲	16/05/2019	AG 2027	5,67	■	■	P			
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État														
Anne-Marie Descôtes	65	F	Française	0		28/11/2022	AG 2027	2,25	■					
Gilles Denoyel	70	M	Française	0		16/05/2019	AG 2027	5,67				P		
Marie-Christine Lepetit	63	F	Française	0		07/05/2012	AG 2025	12,69		P	■	■		
Michèle Rousseau	67	F	Française	0		30/09/2016	AG 2025	8,29				■	■	
Delphine Gény-Stephann	56	F	Française	1		12/05/2022	AG 2025	2,83					■	
Administrateur représentant de l'État														
Alexis Zajdenweber	48	M	Française	2		23/09/2022	20/11/2026	2,42	■					■
Administrateurs élus par les salariés														
Christophe Béguinet	59	M	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	1,25	■	■			■	
Aurélie Frionnet	47	F	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	1,25	■		■	■		
Fabrice Guyon	51	M	Française	0		16/02/2023	22/11/2027	2,08	■	■		■		
Gérald Lacoste	48	M	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	1,25		■			■	
Sandrine Lhenry	50	F	Française	0		28/07/2021	22/11/2027	3,5	■	■			■	
Cécile Pichot	50	F	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	1,25					■	■

**** M. Luc Rémont est le seul membre exécutif au sein du Conseil d'administration.***

***** Mme Nathalie Collin a été nommée Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance le 28 juin 2024.***

(1) AG 2027 : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026.
(2) AG 2025 : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

■ *Membre du Comité*
P *Président du Comité*

▲ Indépendance au sens des critères du Code AFEP-MEDEF

Les renseignements personnels concernant les administrateurs, ainsi que les informations concernant leurs mandats, figurent dans le tableau ci-dessous et sont fournis à la date du 6 janvier 2025, sauf indication contraire.

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Luc RÉMONT, 55 ans

Président-Directeur Général [1]

Date de nomination au Conseil : 18 novembre 2022
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024 [2]
Autre(s) fonction(s) : Président du Comité de la stratégie
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Direction générale
- Industrie/Énergie/Nucléaire
- Stratégie internationale

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale supérieure des techniques avancées (ENSTA Paris), Luc Rémont a débuté sa carrière en 1993 en tant qu'ingénieur à la Direction Générale de l'armement (DGA). En 1996, il intègre le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie où il occupe différents postes. Tout d'abord à la Direction du Trésor, il est chargé des relations avec la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) et la Banque mondiale, puis des participations de l'État dans les sociétés du secteur des transports. Il devient ensuite conseiller technique, chargé des participations, puis Directeur Adjoint au sein du cabinet des ministres des Finances de 2002 à 2007. En 2007, il rejoint la banque Merrill Lynch et devient, en 2009, Directeur général de la banque de financement et d'investissement Bank of America Merrill Lynch en France. Il rejoint Schneider Electric en avril 2014 et devient Président de Schneider Electric France, puis il est nommé Directeur général des Opérations internationales de Schneider Electric en charge de l'Amérique du Sud, de l'Afrique et du Moyen-Orient, de l'Inde, de l'Asie de l'Est et du Pacifique en avril 2017. Par ailleurs, entre 2015 et 2018, Luc Rémont a été Président du GIMELEC, groupement de 230 entreprises françaises concevant et déployant les technologies électriques et numériques pour le pilotage optimisé et sécurisé des énergies des bâtiments, de l'industrie et des infrastructures du numérique. Il a également été membre du Conseil d'administration de Naval Group, leader européen du naval de défense de 2014 à 2020 et administrateur de Worldline, leader européen de la sécurisation des paiements et transactions numériques de 2014 à 2023. Luc Rémont est Président-Directeur Général d'EDF depuis le 23 novembre 2022 [1].

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Président-Directeur Général d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président-Directeur Général	EDF	France	
Administrateur	Edison	Italie	G/C
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Président du Conseil d'administration	Fondation groupe EDF	France	G
Président	Fondation Viva Fabrica	France	

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

- Président du Conseil d'administration Schneider Electric India Private Limited
- Administrateur de Naval Group
- Administrateur de Worldline
- Administrateur d'EDF Renouvelables
- Administrateur de Dalkia

(1) Luc Rémont a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République du 23 novembre 2022.

(2) Voir le communiqué de presse de la Présidence de la République du 21 mars 2025 indiquant que « le Président de la République envisage, sur proposition du Premier ministre, de nommer M. Bernard Fontana en qualité de président-directeur général d'Electricité de France [...] ».

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Nathalie COLLIN, 60 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil : 22 juillet 2021

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s) : Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, membre du Comité des risques et de l'audit et du Comité des engagements

Nationalité : Française

Compétences clés :

- Direction générale
- RSE/Gouvernance
- Digital/intelligence Numérique

Nathalie Collin est titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et fiscalité de l'université Panthéon-Assas Paris 2 et diplômée de l'ESSEC. Après avoir été consultante au cabinet Arthur Andersen de 1987 à 1990 puis de 1992 à 1993 et Directrice Financière de la Cité mondiale des vins et spiritueux de 1990 à 1992, elle devient Directrice financière France d'Interleaf en 1993, puis Directrice Financière Europe et Executive Vice-President Finance d'Interleaf en 1995. De 1997 à 2009, elle occupe différentes fonctions au sein d'EMI Music France, dont elle devient Présidente du Directoire en 2002. Elle est Co-Présidente du Directoire de Libération de 2009 à 2011, puis Directrice générale du groupe Le Nouvel Observateur de 2011 à 2014. En 2014, elle rejoint le groupe La Poste où elle occupe les fonctions de Directrice Générale Adjointe en charge du Numérique et de la Communication, avant de devenir Directrice Générale de la branche grand public et numérique en mars 2021. Elle a été membre du Conseil économique social et environnemental et du Conseil national du numérique jusqu'en 2021. Elle est administratrice de GeoPost, de CNP Assurances et de l'Institut national de recherche en sciences et technologies du numérique (INRIA)

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe et Directrice Générale de la Branche Grand Public et Numérique du groupe La Poste

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directrice Générale Adjointe	La Poste	France
Administratrice	GeoPost	France
Administratrice	CNP Assurances	France
Administratrice	l'Institut national de recherche en sciences et technologies du numérique (INRIA)	France
Membre du Comité d'Orientation	Docaposte	France
Membre du Comité d'Orientation	LP11	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Administratrice de La Banque Postale (France)
- Membre du Comité d'Orientation de Mediapost (France)

Bruno CRÉMEL, 59 ans

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil : 16 mai 2019
Dernier renouvellement : 28 juin 2023
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité des risques et de l'audit
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Analyse financière
- Stratégie
- Management/Gouvernance

Centralien, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA (Inspection générale des finances), Bruno Crémel a débuté sa carrière en tant qu'Inspecteur des finances, avant d'intégrer le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie en tant que responsable du bureau Banques et Assurances publiques, Service des participations de l'État où il a notamment piloté la privatisation de plusieurs banques et sociétés d'assurance publiques. De 1998 à 2000, il a exercé au sein du groupe Kering, les fonctions de Directeur du Plan et de la Stratégie en tant que membre du Comité exécutif, puis de Président du Directoire de PPR Interactive. De 2000 à 2002, il occupe les fonctions de Directeur de cabinet de Laurent Fabius, ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. De 2002 à 2006, il est Directeur Général de la FNAC. De 2006 à 2012, il a été General Partner et membre du Comité exécutif du fonds d'investissement LBO France, où il a notamment réalisé les acquisitions de Maisons du Monde et de Promovacances. Il est nommé Président-Directeur Général de Darty France en 2012. En mai 2014, il rejoint le fonds d'investissement Partech dont il est General Partner et Directeur Général Délégué depuis mai 2016.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- General Partner et Directeur Général Délégué de Partech Partners

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directeur Général Délégué	Partech Partners	France
Président	Partech Growth GP	France
Président	Partech Growth II Holding	France
Président du Conseil d'administration	Artaris	France
Administrateur	Evaneos	France
Membre du Comité stratégique	Rouje	France
Administrateur	Weglot	France
Administrateur	Fonds de Dotation Française du Louvre	France
Administrateur	Studocu	Pays-Bas
Administrateur	Channable	Pays-Bas
Administrateur	Payt	Pays-Bas
Board observer	TransferRoom	Royaume-Uni

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Administrateur de Sendinblue (France)
- Administrateur de Made.com (UK)
- Administrateur de M-Files (Finlande)
- Membre du Conseil de surveillance d'Exporo (Allemagne)

Gilles DENOYEL, 70 ans

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 16 mai 2019
Dernier renouvellement : 28 juin 2023
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Président du Comité de suivi des engagements nucléaires
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Banque/Finance
- Haute administration
- RSE/Gouvernance

Ingénieur des Mines ParisTech, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA, Gilles Denoyel est nommé Inspecteur des finances au ministère de l'Économie et des Finances en 1981 avant de rejoindre, en 1985, la Direction du Trésor où il est responsable successivement, notamment, du CIRI, du Bureau des marchés financiers, de la sous-direction des assurances et *in fine* du programme de privatisation. En 1996, il rejoint le CCF comme Directeur financier, puis Secrétaire Général en charge de la stratégie et des opérations, puis Directeur Général Adjoint Finances : à ce titre, il joue un rôle actif dans l'intégration du CCF dans le groupe HSBC. En 2004, il est nommé administrateur-Directeur Général Délégué, chargé successivement des fonctions centrales, de la gestion d'actifs et de l'assurance puis de l'ensemble des fonctions de risques et de contrôle et des relations avec les autorités de régulation. De 2015 à 2016, il est Président *International Institutional Relations* de HSBC pour l'Europe. Il a été en outre Président du groupe des banques sous contrôle étranger en France de 2006 à 2016 et Trésorier de l'Association Française des Banques de 2004 à 2016. Membre du Conseil de surveillance de Rothschild & Cie de mai 2020 à décembre 2023, Gilles Denoyel est, depuis mai 2018, Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Holding et membre du Conseil de surveillance de Memo Bank depuis janvier 2018. Il est par ailleurs membre du Conseil d'administration de l'Institut Aspen France.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Holding

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Président du Conseil d'administration	Dexia Holding	Belgique
Président du Conseil d'administration	Dexia	France
Membre du Conseil de surveillance	Memo Bank	France
Administrateur	Institut Aspen France	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de surveillance Rothschild & Cie (France)

Anne-Marie DESCÔTES, 65 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 28 novembre 2022
Dernier renouvellement : 28 juin 2023
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Analyse stratégique
- Relations internationales et de l'UE
- Diplomatie d'influence

Ancienne élève de l'École normale supérieure et de l'École nationale d'administration, Anne-Marie Descôtes est également agrégée d'allemand, titulaire d'un DEA d'études germaniques et d'une licence d'histoire de l'art. Après avoir enseigné l'allemand pendant deux ans, elle est attachée culturelle à l'ambassade de France à Bonn de 1987 à 1990. À sa sortie de l'ENA, elle est nommée à la direction de la coopération européenne au ministère des Affaires étrangères où elle suit d'abord les dossiers concernant les relations extérieures de la communauté, puis les affaires communautaires internes, en particulier la création du pilier JAI (1994-1997), avant de devenir conseillère technique au cabinet de Pierre Moscovici, ministre délégué aux Affaires européennes (1997-2001). De 2001 à 2005, elle occupe les fonctions de conseillère chargée de l'élargissement et de l'Europe centrale et du Sud-Est à la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles. Elle est ensuite conseillère Europe et ex-URSS à Washington de 2005 à 2008, directrice de l'Agence pour l'enseignement français à l'étranger (AEFE) de 2008 à 2013, puis Directrice générale de la mondialisation, de la culture, de l'enseignement et du développement international de 2013 à 2017. Après avoir été ambassadrice extraordinaire et plénipotentiaire de France en Allemagne de 2017 à 2022, elle est nommée, le 30 août 2022, Secrétaire Générale du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères. Elle a été élevée à la dignité d'ambassadrice de France le 25 novembre 2020. Anne-Marie Descôtes est administratrice d'Orano, de l'Institut national du service public (INSP) et de l'Institut Français, entre autres, depuis 2022, et membre du think tank European Council on Foreign Relations (ECFR) et du German Marshall Fund.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Secrétaire Générale du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Orano	France
Administratrice	Agence nationale des titres sécurisés	France
Administratrice	Institut national du service public (INSP)	France
Administratrice	Institut Français	France
Administratrice	Sorbonne Abou Dhabi	France
Administratrice	Institut des Hautes Études de Défense nationale	France
Administratrice	Institut du Monde arabe	France
Administratrice	France médias monde	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Présidente du Conseil d'administration de France Éducation International (France)

Bruno EVEN, 57 ans

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Ancien élève de l'École Polytechnique, et titulaire d'un master of Science, (aéronautique et espace) de l'ISAE-SUPAERO, Bruno Even intègre le ministère de la Défense en 1992 afin de développer le segment spatial du satellite Helios. En 1997, il est nommé conseiller technique du Directeur des affaires stratégiques, de la sécurité et du désarmement au sein du ministère des Affaires étrangères puis rejoint, en 1999, le Groupe Safran où il occupe divers postes de direction au sein d'Helicopter Engines (ex-Turbomeca) avant d'être nommé CEO de Safran Electronics & Defense (ex-Sagem) en 2013 puis CEO de Safran Helicopter Engines en 2015. Il est Chief Executive Officer d'Airbus Helicopters et membre du Comité exécutif du Groupe Airbus depuis avril 2018.

Autres mandats et fonctions exercées

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Chief Executive Officer d'Airbus Helicopters et membre du Comité exécutif du Groupe Airbus

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Chief Executive Officer	Airbus Helicopters	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant

Delphine GENY-STEPHANN, 56 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 12 mai 2022
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de responsabilité d'entreprise
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Industrie
- Stratégie
- RSE/Gouvernance

Ingénieure issue de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées et diplômée du MBA du Collège des ingénieurs, Delphine Gény-Stephann débute sa carrière en 1994 à la Direction Générale du Trésor du ministère de l'Économie et des Finances. En 1999, elle intègre l'Agence des participations de l'État et siège au sein du Conseil d'administration de plusieurs entreprises à participation publique. Delphine Gény-Stephann rejoint le pôle des Matériaux haute performance du groupe Saint-Gobain en 2005 en tant que Directrice du Développement, puis Directrice Financière de l'activité Matériaux céramiques. En 2013, elle est chargée des fusions-acquisitions et est nommée Directrice *External Venturing* du groupe. En 2014, elle devient Directrice du plan et de la stratégie de la Compagnie de Saint-Gobain, membre du Comité de Direction Générale du groupe, avant d'être nommée Directrice Générale de l'activité Carbure de Silicium et Quartz. En novembre 2017, elle est nommée Secrétaire d'État auprès du ministre de l'Économie et des Finances, fonction qu'elle exerce jusqu'en octobre 2018. Delphine Gény-Stephann est consultante depuis 2019 et elle exerce, depuis fin 2022, une mission de conseil au sein du Conseil consultatif (« *Advisory Council* ») constitué par la banque Morgan Stanley auprès de son bureau de Paris. Elle est également administratrice de Thales et d'Eagle Genomics, membre du Comité d'orientation et du Comité de mission de GENEO Partenaires SAS et du Comité de surveillance de la Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement (maison mère du groupe Saur).

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Consultante

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administratrice	Thales	France	C
Administratrice	Eagle Genomics	Royaume-Uni	
Membre du Comité de surveillance	Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SAS	France	
Membre du Comité d'orientation et du Comité de mission	GENEO Partenaires SAS	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

Marie-Christine LEPETIT, 63 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 7 mai 2012
Dernier renouvellement : 6 mai 2021
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024
Autre(s) fonction(s) : Présidente du Comité des risques et de l'audit et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité des engagements
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Audit/Finance,
- Stratégie,
- Climat/Environnement

Ancienne élève de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration (ENA), Marie-Christine Lepetit a intégré l'Inspection générale des finances en 1987 où elle a exercé des fonctions d'audit et de conseil. En 1991, elle a été recrutée par Jean Lemierre à la Direction Générale des impôts pour y mettre en place un contrôle de gestion. En janvier 1995, elle a été responsable des travaux de synthèse au service de la législation fiscale avant de rejoindre le cabinet du Premier ministre Alain Juppé comme Conseiller technique en fiscalité et études macroéconomiques, puis en fiscalité et PME de 1995 à 1997. Elle poursuit sa carrière à la Direction Générale des impôts pour améliorer la qualité de service (déclaration préremplie, téléprocédures, certification). Nommée Directrice de la législation fiscale au ministère de l'Économie et des Finances en 2004, elle a accompagné à ce titre les réformes fiscales de 2004 à 2012. En parallèle, elle a co-présidé le groupe de travail sur la réforme du financement de la protection sociale en 2006 et co-signé le rapport de la conférence d'experts sur la contribution climat énergie présidée par Michel Rocard. Elle a également participé au Comité pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directeur Associé et a été membre de la Commission de rénovation et déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle a dirigé l'inspection générale des finances de 2012 à 2022 et exerce depuis lors la fonction d'Inspectrice générale des finances (travaux de conseil). Elle est membre du Comité des risques et du contrôle interne de la Fondation des apprentis d'Auteuil depuis avril 2019 et du Conseil des prélèvements obligatoires depuis décembre 2023.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Inspectrice générale des finances

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre du Comité des risques et du contrôle interne	Fondation des apprentis d'Auteuil	France
Membre	Conseil des prélèvements obligatoires	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Administratrice de l'Institut d'études politiques de Paris (France)

Claire PEDINI, 59 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil : 12 mai 2016
Dernier renouvellement : 28 juin 2023
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise et membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Ressources Humaines/Enjeux humains
- Climat/Environnement
- Communication/Relations investisseurs

Diplômée de l'École des hautes études commerciales et titulaire d'un master de gestion des médias de l'École supérieure de commerce de Paris, Claire Pedini entre en 1988, chez Total en tant que Contrôleur de Gestion. Elle devient Responsable de l'introduction et de la cotation du groupe à la Bourse de New York en 1991, puis Directrice de la communication financière en 1992, Directrice du service de presse en 1994 et Directrice du département nouvelles technologies de l'information en 1997. En 1998, elle rejoint Alcatel en tant que Directrice de la communication financière, puis devient successivement Directrice de la communication financière et des relations institutionnelles en 2001, Directrice Financière Adjointe en 2004, Directrice des Ressources humaines et de la Communication en 2006, année au cours de laquelle elle devient membre du Comité exécutif, Directrice des Ressources humaines, de la Communication et de l'Immobilier en 2007 et Directrice Exécutive d'Alcatel-Lucent, Directrice des Ressources humaines et de la Transformation en 2009. Claire Pedini a été administratrice d'Arkema de 2010 à 2016. Nommée Directrice Générale Adjointe chargée des Ressources Humaines pour le Groupe Saint-Gobain en juin 2010, elle est ensuite nommée Directrice Générale Adjointe, Ressources Humaines et Transformation Digitale jusqu'en janvier 2019. Elle est actuellement Directrice Générale Adjointe, Directrice des Ressources Humaines et de la Responsabilité Sociale d'Entreprise.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe, Directrice des Ressources Humaines et de la Responsabilité Sociale d'Entreprise de Saint-Gobain – Membre du Comité exécutif de Saint-Gobain

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Directrice Générale Adjointe	Saint-Gobain	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

Philippe PETITCOLIN, 72 ans

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil : 16 mai 2019
Dernier renouvellement : 28 juin 2023
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Président du Comité des engagements, membre du Comité de la stratégie et membre du Comité des risques et de l'audit
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Direction générale
- Industrie
- Stratégie internationale

Licencié en mathématiques et diplômé du Centre de perfectionnement aux affaires, Philippe Petitcolin débute sa carrière comme responsable export de la société Europrim puis devient responsable de zone export de la filiale d'Alcatel-Alstom, Filotex. En 1982, il est nommé Directeur Commercial Aéronautique de la société Chester Cable aux États-Unis. Il revient au sein de la société Filotex en tant que Directeur Export en 1984. En 1988, il rejoint Labinal comme Directeur Commercial Adjoint avant d'être nommé Directeur Commercial et Marketing de la Division Systèmes Aéronautiques, dont il devient Directeur Général en 1995. De 1999 à 2001, il prend le poste de Directeur Général de la Division Filtrauto de Labinal, qu'il cumule avec celui de Directeur Général de l'activité Matériaux de friction suite au rachat de Filtrauto par Valeo. En mai 2001, il prend des fonctions de Direction Générale de Labinal (devenue Safran Electrical & Power) et en devient Président-Directeur Général en novembre 2004. En 2006, il est nommé Président-Directeur Général de Snecma (devenue Safran Aircraft Engines). De 2011 à 2013, il est nommé Président-Directeur Général des activités défense et sécurité de Safran ainsi que Président-Directeur Général de Safran Electronics & Defense. De juillet 2013 à juillet 2015, il est Président-Directeur Général de Safran Identity & Security. Il est nommé administrateur et Directeur Général de Safran en avril 2015, poste qu'il occupe jusqu'au 31 décembre 2020. À la même date, il devient membre du Board de l'association européenne *The Aerospace and Defence Industries* (ASD). Il est aujourd'hui Président du Conseil d'administration d'Alstom et du Conseil de surveillance de Diot-Siaci et administrateur de Pernod Ricard.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administrateur de sociétés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président du Conseil d'administration	Alstom	France	C
Président du Conseil de surveillance	Diot Siaci	France	
Administrateur	Pernod Ricard	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Administrateur et Directeur Général de Safran (France)
- Administrateur de Suez (France)
- Administrateur de KNDS (Pays-Bas)
- Administrateur Belcan Corporation (États-Unis)

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Michèle ROUSSEAU, 67 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 30 septembre 2016

Dernier renouvellement : 6 mai 2021

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de responsabilité d'entreprise

Nationalité : Française

Compétences clés :

- Énergie/Nucléaire
- Direction générale
- Climat/Environnement

Diplômée de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur général des mines, Michèle Rousseau a débuté sa carrière à la DRIRE Nord-Pas-de-Calais en qualité de Chef de la Division Environnement. Elle a rejoint successivement le ministère de l'Environnement pour s'occuper de déchets, puis celui de l'industrie où elle occupe les postes de Directeur Adjoint de la Direction de la sûreté des installations nucléaires, en charge du contrôle du parc nucléaire d'EDF. Elle rejoint ensuite l'Agence Nationale pour la Valorisation de la Recherche (ANVAR), en qualité de Directrice Générale Adjointe, où elle a conduit les politiques d'aide aux projets innovants des PME, puis le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, en qualité de Directrice de la demande et des marchés énergétiques. Ses principales missions furent l'élaboration du nouveau cadre législatif et réglementaire dû à l'ouverture des marchés européens de l'électricité et du gaz et le développement des économies d'énergie et des énergies. Ayant réintégré le ministère de l'Écologie et du Développement durable, en qualité de Secrétaire Générale, elle a été nommée en 2008 Directrice, Commissaire Générale Adjointe au développement durable, en charge notamment de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. En 2011, elle a été nommée Directrice générale de l'Agence de l'eau Seine-Normandie, avant de rejoindre en 2016 le Conseil général de l'environnement et du développement durable où elle a été Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts-de-France. Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières jusqu'en mars 2023, Michèle Rousseau a été administratrice de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) jusqu'au 10 mars 2024.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Administratrice

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Présidente du Conseil d'administration du Bureau de Recherche Géologiques et Minières - BRGM (France)
- Administratrice de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) (France)

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT

Alexis ZAJDENWEBER, 48 ans

Administrateur - Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil : 23 septembre 2022
Dernier renouvellement : 21 novembre 2022
Échéance du mandat en cours : 20 novembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie et du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Haute Administration
- Finance/Audit comptabilité/M&A
- Gouvernance

Diplômé de l'Institut d'études politiques (IEP) de Paris, ancien élève de l'École nationale d'administration, Alexis Zajdenweber a débuté sa carrière en 2003 en tant qu'adjoint au chef du bureau épargne et marchés financiers de la direction du Trésor au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. En 2006, il devient adjoint au chef du bureau financement et développement des entreprises de la direction du Trésor et de la politique économique. En 2007, il est détaché comme conseiller concurrence et aides d'État, droit des sociétés et gouvernance d'entreprise au service Affaires économiques, financières et monétaires à la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles. Il retrouve la Direction Générale du Trésor en 2009 comme chef du bureau des services bancaires et des moyens de paiement puis occupe en 2011 les fonctions de chef du bureau des investissements, de la lutte contre la criminalité financière et des sanctions. En juillet 2012, il est nommé conseiller chargé du secteur financier au cabinet du ministre de l'Économie et des Finances. En 2014, il rejoint l'Agence des participations de l'État (APE) comme sous-directeur, chargé de la direction de participations Énergie. Il rejoint en mai 2017 la présidence de la République comme conseiller économie, finances, industrie. Alexis Zajdenweber est Commissaire aux participations de l'État depuis septembre 2022 et dirige depuis cette date l'APE. Il est administrateur de Bpifrance, Renault, la SNCF et Thales.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Commissaire aux participations de l'État

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administrateur	Renault	France	C
Administrateur	SNCF	France	
Administrateur	Thales	France	C
Administrateur	Bpifrance	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS

Christophe BEGUINET, 59 ans

Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des risques et de l'audit et du Comité de responsabilité d'entreprise
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Énergie/Nucléaire/Stratégie
- Climat/Environnement

Diplômé de l'Institut National des Sciences et Techniques du Nucléaire et de l'École Nationale Supérieure de Physique de Grenoble, Christophe Béguinet a débuté sa carrière dans des activités de Recherche et Développement au sein de la filière nucléaire en 1991. Il a ensuite contribué à la prise en compte des premières politiques énergétiques Européennes avec la séparation des réseaux de transport des producteurs. Il a ensuite rejoint la Direction EDF GDF Services avant de participer en 1999 à l'adaptation de l'entreprise au développement de l'internet à la Direction de la Stratégie. En 2001, il s'engage au sein de la Direction Commerce dans la préparation d'EDF à l'ouverture des marchés pour les entreprises et ensuite pour les particuliers. Il est Directeur Commercial PME-Pro pour les régions Centre-Val de Loire, Poitou-Charentes et Limousin en 2013 avant de rejoindre Enedis où il est membre du Conseil de surveillance représentant les salariés de 2017 à 2022. Christophe Béguinet est également Chargé d'Enseignement à l'Université de Montpellier en master économie de l'énergie. Il est parrainé par la CFDT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Chargé de Mission auprès de la Direction Talents et Dynamique Managériale d'Enedis

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur	Conseil d'administration de l'Institut polytechnique de Grenoble	France
Administrateur	Maison de l'Europe de Paris	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Membre représentant les salariés au sein du Conseil de surveillance d'Enedis (France)

Aurélie FRIONNET, 47 ans

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des engagements et du Comité de suivi des engagements nucléaires
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Énergie/Nucléaire
- Stratégie
- Climat/Environnement

Ingénieure diplômée de l'Institut National des Sciences Appliquées (INSA) de Lyon et d'un DEA de Génie Civil, Aurélie Frionnet a débuté son parcours professionnel en 2000 en tant qu'ingénieur travaux chez OTV, filiale du groupe Vivendi en charge de la construction d'usines de traitement d'eau potable et d'eaux usées. Elle intègre en 2001 le Centre National d'Équipements de Production d'Électricité (CNEPE) d'EDF en tant qu'ingénieur de projet sur le réexamen de sûreté mené sur l'ensemble du parc nucléaire à la suite de la tempête de 1999. En 2005, elle rejoint le Centre National d'Équipement Nucléaire (CNEN) où elle occupe successivement des fonctions d'ingénieur d'études et de management dans les domaines du génie civil puis de la sûreté nucléaire sur les projets EPR en France et au Royaume-Uni. En 2015, elle rejoint la Direction de la Stratégie du Groupe comme chargé d'études stratégiques dans les domaines nucléaire, hydraulique et thermique à flamme. Depuis 2021, elle est chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique sur la thématique de la résilience et de l'adaptation du parc de production aux aléas climatiques à long terme. Aurélie Frionnet est parrainée par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT) d'EDF

Mandats/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Groupe Immobilière 3F	France

Mandats expirés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Fabrice GUYON, 51 ans

Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil : 16 février 2023
Dernier renouvellement : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des risques et de l'audit et du Comité de suivi des engagements nucléaires
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Énergie/Nucléaire
- RSE/Volet social
- Relations parties prenantes

Titulaire d'un BTS Contrôle industriel et régulation automatique (CIRA), Fabrice Guyon a débuté sa carrière chez EDF en intégrant en 1992 le CNPE de Chinon en tant qu'apprenti au sein du service de conduite. Il occupe par la suite plusieurs postes au sein du service d'exploitation du CNPE de Chinon (opérateur, pilote de tranche, chargé de consignation, cadre technique puis chef d'exploitation délégué) de 1994 à 2012. Détaché syndical depuis 2012, il exerce successivement les responsabilités de responsable local, Secrétaire adjoint du Comité d'Entreprise Européen, coordinateur pour le Comité Groupe France et coordinateur à la Direction Production Nucléaire et Thermique, entre 2012 et 2023. Il est membre du Dialogue social sectoriel de l'électricité. Fabrice Guyon est aujourd'hui Chargé de Mission à l'action territoriale du CNPE de Chinon. Il est parrainé par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargé de Mission à l'action territoriale du CNPE de Chinon (EDF)

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Gérald LACOSTE, 48 ans

Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité des risques et de l'audit et membre du Comité de responsabilité d'entreprise
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Énergie/Nucléaire
- Finance/Audit comptabilité
- RSE volet social

Titulaire d'un BTS Action Commerciale, Gérald Lacoste a débuté son parcours professionnel chez EDF-Gaz de France Services dans le domaine de la clientèle en 1998. En 2003, il est diplômé de l'École Supérieure de Gestion, spécialité audit et expertise comptable, et rejoint la Direction des achats Groupe d'EDF où il a occupé différents postes dans le domaine finance et gestion. À compter de 2016, il est élu représentant du personnel puis il poursuit son parcours syndical au siège d'EDF en 2019 où il exerce les responsabilités de Secrétaire du Comité Social et Economique, Coordonnateur CFE-CGC du Comité de Groupe France et membre du Comité d'Entreprise Européen. Il fait partie de l'équipe fédérale de la CFE-CGC Énergies de 2019 à 2023. Gérald Lacoste est chargé de mission Pilotage et Appui à la Direction de la Communication Groupe d'EDF depuis février 2024. Gérald Lacoste est parrainé par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargé de mission Pilotage et Appui à la Direction de la Communication Groupe d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Sandrine LHENRY, 50 ans

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil : 28 juillet 2021
Dernier renouvellement : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des risques et de l'audit et du Comité de responsabilité d'entreprise
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Communication
- RSE/volet social
- RSE Gouvernance

Diplômée du Conservatoire National des Arts et Métiers (CNAM) et titulaire d'un Master II RH & RSE de l'Institut d'administration des entreprises (IAE) Paris Sorbonne, Sandrine Lhenry a débuté sa carrière dans les Industries électriques et gazières (IEG) en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans le domaine de la clientèle. De 2014 à 2017, elle est en charge du dialogue social de la branche des IEG au sein de l'équipe dirigeante de la fédération nationale FO Énergies et mines, puis elle est Secrétaire Générale adjointe de la fédération de 2017 à 2020. Chargée de mission à la Direction de la Communication & RSE d'Enedis jusqu'en 2022, elle est actuellement chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique. Sandrine Lhenry est parrainée par FO.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT) d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre titulaire	Conseil Supérieur de l'Énergie	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Cécile PICHOT, 50 ans

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de responsabilité d'entreprise et du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Nationalité : Française

Compétences clés :

- RSE/Volet social
- Ressources humaines/Enjeux humains
- Énergie/Nucléaire

Cécile Pichot débute sa carrière en 1997 en tant que responsable qualité chez Delattre Levivier SCTN, entreprise spécialisée dans la logistique en environnements amiantés ou radioactifs. En 1998, elle rejoint la branche Commerce d'EDF en qualité de conseillère clientèle en appui des agences de la plaque Centre-Ouest. Elle intègre par la suite le CNPE de Chinon, où elle exercera plusieurs fonctions dont des missions d'audit au sein du Service Sûreté Qualité. En 2005, elle devient chargée d'affaires en transport radioactif au Service Moyens de Site puis animatrice qualité en 2009 et accompagne la mise en place du Système de Management Intégré (SMI). Entre 2013 et 2022, elle est chargée de piloter l'enjeu du transport de marchandises dangereuses dans le cadre de ses fonctions d'ingénieur Environnement Transport Radioprotection du Service Sûreté Qualité pour le CNPE de Chinon, la Direction Industrielle et la DP2D. Elle obtient en 2020 un Master Santé Sécurité Environnement à l'Université de Nantes. En 2022, elle rejoint la Division Production Nucléaire (DPN) et intègre l'Unité technique opérationnelle (UTO) pour assurer les qualifications d'un portefeuille de fournisseurs du parc en exploitation d'EDF et pour le nouveau nucléaire. Aujourd'hui Chargée de Mission à la Division Programme et Stratégie de la Direction Parc Nucléaire et Thermique (DPNT), Cécile Pichot est parrainée par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Chargée de Mission à la Division Programme et Stratégie, Direction Parc Nucléaire et Thermique (DiPS/DPNT)

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

4.2.2 *Fonctionnement du Conseil d'administration*

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes du fonctionnement et les modalités d'exercice du Conseil et de ses Comités. Il précise le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général. Il est régulièrement mis à jour, notamment afin de tenir compte des évolutions législatives et réglementaires et des évolutions du Code AFEP-MEDEF (voir la section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »).

4.2.2.1 Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil

Les statuts d'EDF fixent la durée du mandat des administrateurs à quatre ans.

Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2014-949 du 20 août 2014 portant application de l'ordonnance du 20 août 2014, le Représentant de l'État est nommé pour une durée égale à celle du mandat des membres du Conseil d'administration, soit pour un mandat de quatre ans.

En application de l'article 13 des statuts d'EDF, le Conseil d'administration se renouvelle par roulement, hors administrateurs élus par les salariés et représentant de l'État nommé par décret, de manière telle que ce roulement porte sur la moitié (ou sur le nombre entier le plus proche) des administrateurs élus par l'Assemblée générale tous les deux ans et que le renouvellement du Conseil soit complet, pour les administrateurs concernés, à l'issue de chaque période de quatre ans (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Les administrateurs sont nommés et peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire. Conformément aux articles 12 et 25 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du tribunal judiciaire statuant selon la procédure accélérée au fond à la demande de la majorité des membres du Conseil. Cependant, dans le cas où des dissensions graves entravent l'administration de la Société, la révocation prononcée par l'Assemblée générale peut s'étendre aux représentants des salariés. Le Représentant de l'État cesse ses fonctions par démission ou s'il perd la qualité en vertu de laquelle il a été nommé ; il peut être remplacé à tout moment pour la durée du mandat restant à courir.

4.2.2.2 Nomination et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République, sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014. En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, il est nommé après avis des commissions compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant.

Sous réserve des dispositions légales particulières applicables aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessous), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

4.2.2.3 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Aux termes du règlement intérieur du Conseil, les administrateurs se réunissent une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire stratégique, qui se déroule en présence du Comité exécutif d'EDF. Enfin, le règlement intérieur du Conseil d'administration prévoit qu'est organisée chaque année une réunion hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*), dont la présidence est assurée par le Président du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre, conformément à son intérêt social, en prenant notamment en considération les enjeux sociaux et environnementaux de son activité et la raison d'être d'EDF (voir les sections 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et 1.3.2 « Priorités de la stratégie »), dont il suit le déploiement à travers le Groupe. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Le Conseil d'administration délibère, après étude le cas échéant par le ou les Comités compétents, sur le budget annuel, et le plan à moyen terme, toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de la Société et sur le contrat de service public (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »). Il examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités et les risques tels que les risques financiers, juridiques, opérationnels, sociaux et environnementaux, en particulier les risques et opportunités liés au changement climatique et leur impact sur la stratégie du Groupe, ses activités et ses actifs ainsi que les mesures prises en conséquence. Il s'assure de la mise en œuvre par la Société d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence et d'une politique de non-discrimination et de diversité (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Aux termes de son règlement intérieur, mis à jour le 28 juin 2023, le Conseil d'administration est compétent, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe, pour approuver ou autoriser les opérations et sujets suivants :

Plan stratégique d'entreprise	Plan stratégique présentant les actions à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »).
Opérations financières	Emprunts à long terme, opérations de gestion de dette, de titrisation ou de couverture >5 milliards d'euros (ou contre-valeur en devises).
Investissements et désinvestissements	Opérations de croissance externe, désinvestissement, croissance organique et opérations boursières réalisées par EDF ou ses filiales >350 millions d'euros ou > 150 millions d'euros si hors orientations stratégiques.
Programmes industriels	Programmes industriels d'investissements ou de travaux sur actifs existants d'EDF et de ses filiales >350 millions d'euros.
Opérations dans le domaine immobilier	Opérations réalisées par la Société ou ses filiales >200 millions d'euros.
Contrats et marchés (hors combustible)	Contrats et marchés de fournitures, travaux ou services conclus par EDF > 350 millions d'euros, ou > 200 millions d'euros en cas de nouvelle orientation stratégique ou de nouveau métier.
Stratégie combustible	Stratégie du Groupe en matière d'opérations relatives au cycle du combustible nucléaire et de programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs en combustibles et services aval.
Achats ou ventes d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2	Achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par EDF ou ses filiales portant sur des volumes ou montants annuels > 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz et 250 millions d'euros pour le charbon, le fioul, la biomasse, les crédits d'émission et quotas de CO_2.
Accords stratégiques	Accords stratégiques constituant des engagements de coopération ou de partenariat d'EDF avec des partenaires étrangers dans le domaine nucléaire, impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies.
Sécurisation du financement des charges nucléaires	Politique de sécurisation du financement des charges nucléaires d'EDF (voir la section 4.2.3.4 « Comité de suivi des engagements nucléaires ») et approbation des projets d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés dépassant certains seuils en cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires.
Orientations stratégiques soumises au Comité social et économique central d'EDF	Orientations stratégiques d'EDF soumises au Comité social et économique central d'EDF en application des articles L. 2312-17 et L. 2312-19 du Code du travail.
Politique en matière d'égalité professionnelle et salariale	Politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale en application de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce.

En application de l'article L. 311-5-7 du Code de l'énergie, le Commissaire du Gouvernement peut s'opposer aux décisions d'investissement dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique élaboré par la Société ou avec ceux de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »).

4.2.2.4 Équilibre dans la répartition des pouvoirs

Le Conseil d'administration donne annuellement, à l'occasion de l'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités, son appréciation de l'organisation et de l'équilibre des pouvoirs tels qu'ils résultent du règlement intérieur du Conseil, et en particulier des limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Président-Directeur Général (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessus). Le Conseil estime que le dispositif en vigueur assure un équilibre satisfaisant, dans l'intérêt de la Société, entre le dirigeant mandataire social exécutif et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaires dans l'administration et la gestion de la Société.

La question de l'équilibre dans la répartition des pouvoirs entre le Président-Directeur Général et le Conseil est également débattue régulièrement à l'occasion des *executive sessions* (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Enfin, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance est chargé d'examiner et de donner son avis sur les éventuelles situations de conflit d'intérêts dont il aurait connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et d'en rendre compte au Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »).

4.2.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Nombre total d'administrateurs	18
Nombre d'administrateurs indépendants	5
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	41,7 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Le Code AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir ce calcul.

Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le Conseil d'administration examine annuellement la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF. Il peut également être appelé à se prononcer en cours d'année, en cas d'évolution de la composition du Conseil ou de la situation d'un administrateur justifiant un réexamen de son indépendance.

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 6 février 2024, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 15 février 2024, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Nathalie Collin, Claire Pedini, Bruno Crémel et Philippe Petitcolin, et de Colette Lewiner dont le mandat a pris fin le 11 juin 2024.

Après avoir pris connaissance de l'avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 10 juin, le Conseil d'administration réuni le 11 juin 2024 a examiné la situation individuelle de Bruno Even et l'a qualifié d'administrateur indépendant au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF, sous réserve de sa nomination en qualité d'administrateur par l'Assemblée générale du 11 juin 2024.

Lors de sa réunion du 6 février 2025, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a réexaminé la situation des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF. Ne peuvent être qualifiés d'administrateurs indépendants :

- Luc Rémont, du fait de sa qualité de Président-Directeur Général, dirigeant mandataire social exécutif, (critère n° 1 prévu par l'article 10 du Code AFEP-MEDEF [1]) ;
- les administrateurs nommés sur proposition de l'État, en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, car ils « représentent », en vertu de ce texte, « les intérêts de l'État en sa qualité d'actionnaire » (critère n° 8) ;
- le Représentant de l'État, nommé en application des dispositions de l'article 2 de l'ordonnance du 20 août 2014, du fait de sa qualité de représentant de l'actionnaire d'EDF (critère n° 8) ;
- enfin, les administrateurs représentant les salariés ne font pas l'objet d'une évaluation, conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF.

S'agissant des relations d'affaires, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a examiné la situation de Nathalie Collin, Claire Pedini, Bruno Crémel, Bruno Even et Philippe Petitcolin (critère n° 3 prévu par le Code AFEP-MEDEF). Le Comité a examiné les liens d'affaires pouvant exister entre EDF et les sociétés dans lesquelles ces personnes exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels elles appartiennent, sur un plan quantitatif (importance des relations d'affaires pouvant exister entre la Société et ces sociétés et leurs groupes et des flux d'affaires recensés au cours de l'exercice 2024), ainsi que sur un plan qualitatif (position de la personne dans les sociétés concernées, nature des relations d'affaires, dépendance économique éventuelle, exclusivité, etc.). Il en ressort qu'aucune des sociétés ou Groupes dans lesquels Mmes Collin et Pedini et MM. Crémel, Even et Petitcolin exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ne peuvent être qualifiés de client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement ou conseil significatifs du groupe EDF et qu'EDF ne peut être considéré comme client ou fournisseur significatif de ces sociétés ou de leurs groupes. À l'issue de ces analyses, le Comité a donc conclu à l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant de ces personnes.

Après avis du Comité, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 20 février 2025, à l'évaluation de la situation individuelle de Nathalie Collin, Claire Pedini, Bruno Crémel, Bruno Even et Philippe Petitcolin, et a confirmé leur indépendance au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF, le Conseil ayant estimé qu'aucun d'entre eux n'entretient de relation avec la Société, son Groupe ou sa direction de nature à compromettre l'exercice de sa liberté de jugement.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration de la Société compte donc 5 administrateurs qualifiés d'indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul, soit une proportion de 41,7 %, supérieure au tiers recommandé par le Code AFEP-MEDEF.

Le tableau ci-après présente la situation des administrateurs qualifiés d'indépendants au regard des critères prévus par le Code AFEP-MEDEF :

	Critère n° 1	Critère n° 2	Critère n° 3	Critère n° 4	Critère n° 5	Critère n° 6	Critère n° 7	Critère n° 8	Qualification retenue
Nathalie Collin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Bruno Crémel	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Bruno Even	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Claire Pedini	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Philippe Petitcolin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant

✓ signifie que le critère est satisfait.

4.2.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités

Conformément aux dispositions du Code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil prévoit que le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil organise donc, une fois par an, un débat sur son fonctionnement et celui de ses Comités afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier notamment que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues.

Tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe indépendant, sous la direction du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Évaluation annuelle 2024

La dernière évaluation externe avait été menée en 2020, par un conseil indépendant, sous le pilotage du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance. Dans ce cadre, une évaluation de la contribution individuelle de chaque administrateur aux travaux du Conseil avait en outre été réalisée.

Compte tenu des modifications importantes intervenues dans la composition du Conseil d'administration au cours de l'exercice 2023, il a été décidé de reporter d'un an l'évaluation externe du Conseil et de ses Comités, qui a donc été réalisée en 2024. Cette évaluation a été confiée à un conseil indépendant, sélectionné à l'issue d'une procédure d'appel d'offres menée sous le pilotage du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance. L'évaluation a été réalisée par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs sur la base d'un questionnaire et d'un guide d'entretien élaborés par le conseil indépendant en lien avec la Présidente du Comité.

Les conclusions de cette évaluation ont été examinées lors d'une réunion du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance le 28 novembre 2024, avant d'être débattues par les administrateurs lors d'une *executive session* le 3 décembre 2024 puis présentées au Conseil d'administration le 15 janvier 2025.

Il ressort des résultats de cette évaluation que les administrateurs estiment que la culture de gouvernance du Conseil et le bon équilibre (diversité des profils et expertises) établi en son sein, permettent au Conseil de mener à bien ses missions, et ce alors même que l'entreprise a connu une activité soutenue et d'importantes évolutions (voir la section 4.2.2.9 « Activité du Conseil en 2024 »). Le Conseil est jugé professionnel et investi par ses membres. Le programme et les thématiques examinés lors des deux séminaires tenus en 2024 ainsi que la contribution du nouveau Comité des engagements ont également été salués. Enfin, la dynamique d'échanges, s'appuyant notamment sur la transparence des informations transmises, a de nouveau été soulignée.

Parmi les pistes d'améliorations identifiées figurent notamment des actions visant à :

- prioriser les travaux du Conseil, en poursuivant la réflexion sur la sélection des sujets abordés ;
- proposer davantage de benchmarks et d'analyses concurrentielles ou encore ;
- renforcer la visibilité sur la programmation des travaux du Conseil.

Dans le cadre de l'évaluation externe 2024, une évaluation de la contribution individuelle des administrateurs aux travaux du Conseil a été menée. Elle a donné lieu, comme en 2020, à des restitutions individuelles et confidentielles réalisées par le consultant indépendant auprès de chacun des administrateurs.

4.2.2.7 Information et formations des administrateurs

Information et formations

Le Président-Directeur Général veille à ce que les administrateurs disposent des informations nécessaires à l'exercice de leur mission et dans des délais de transmission leur permettant de l'accomplir dans les meilleures conditions.

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, celui-ci reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie, les engagements hors bilan de la Société et du Groupe et la performance des principales filiales de la Société lors de la présentation des comptes annuels et semestriels, ainsi que sur la politique en matière d'achats et de ressources humaines. Le Conseil d'administration est informé régulièrement de l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux auxquels la Société est confrontée, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale, sociétale et environnementale.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché et le contexte économique, financier et institutionnel est régulièrement remis aux administrateurs. La Société leur fournit également un reporting trimestriel sur les grands projets industriels du Groupe, et plus généralement toute information utile entre les séances du Conseil, si l'importance ou l'urgence de l'information le requiert.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe, y compris hors la présence du Président, sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil.

Le Conseil d'administration utilise une plateforme digitale qui permet une mise à disposition fluide, rapide et sécurisée des dossiers du Conseil et de ses Comités, ainsi que d'autres informations utiles pour la réalisation de ses missions.

La Société propose en outre aux administrateurs des formations complémentaires sur les spécificités et enjeux de la Société et du Groupe, ainsi que sur les thèmes spécifiques entrant dans les compétences des Comités au sein desquels ils siègent.

Une formation relative à la politique commerciale d'EDF et au *market design* a ainsi été organisée au profit des administrateurs salariés le 4 avril 2024. Par ailleurs, les formations administrateurs proposées en interne par l'Université Groupe du Management (UGM) en lien avec l'ESCP Business School ont également été ouvertes aux administrateurs, en complément des formations de l'Institut français des formations (IFA) déjà proposées. Ces formations « Administrateurs » portent notamment sur la maîtrise de l'information financière, du cadre juridique de la gouvernance et sur des mises en situation de position stratégique. Enfin des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu sont également organisées, les administrateurs étant notamment interrogés lors de l'évaluation du fonctionnement menée, tous les ans.

Formation des administrateurs en matière de climat et de responsabilité sociale et environnementale (RSE)

La Référente Climat du Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ») établit chaque année avec la Direction de l'entreprise, avant le début de l'exercice, un programme annuel de travail du Conseil et du Comité de responsabilité d'entreprise sur les enjeux climatiques et en matière de RSE.

Dans ce cadre, plusieurs ateliers spécifiques ont été organisés depuis 2021 permettant aux administrateurs de réaliser la Fresque climat [(1)], d'examiner et/ou de débattre des bilans des COP Climat et biodiversité avec des experts invités.

Afin de pérenniser ce format de sensibilisation et de discussion sur les enjeux du changement climatique, il a été décidé d'organiser un nouvel atelier en 2025 sur le thème de l'adaptation au changement climatique couplé à la visite d'un parc éolien *offshore* d'EDF.

Les administrateurs ont par ailleurs pu examiner l'évolution de la trajectoire carbone du Groupe lors d'un Comité de la Stratégie.

Enfin, au-delà de l'examen approfondi des enjeux RSE du Groupe lors de séances de Comités/d'ateliers dédiés, la plateforme de formation numérique interne au Groupe a été mise à la disposition des administrateurs en 2024. Elle comprend un parcours de formation dédiée aux enjeux RSE, construit autour de plusieurs modules relatifs aux principaux enjeux environnementaux et sociétaux de l'entreprise, ce qui permet aux administrateurs de s'approprier les engagements RSE du groupe EDF et d'identifier la déclinaison opérationnelle de ces engagements.

L'ensemble de ces initiatives s'inscrivent dans la gouvernance d'EDF sur les enjeux liés au climat, qui vise à porter les enjeux climatiques au plus haut niveau de la Société et à renforcer l'implication et l'engagement du Conseil sur l'ensemble de ces sujets, en lien avec la raison d'être d'EDF, et sur les questions de responsabilité sociale et environnementale (voir la section 3.1.2.2 « Compétences et expertises des organes d'administration, de direction et de surveillance sur les enjeux de durabilité »).

4.2.2.8 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir en toutes circonstances dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts (voir la section 4.4.1 « Conflits d'intérêts ») et s'abstenir de participer aux débats et au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et d'exercer leur mandat avec diligence. Les administrateurs sont tenus d'informer le Président et d'obtenir son accord préalablement à toute communication ou prise de position individuelle publique concernant la Société ou le Groupe.

Les administrateurs et le Président-Directeur Général sont également tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Outre le droit d'obtenir communication des documents et informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission, les administrateurs ont le devoir de demander l'information qu'ils jugent indispensable pour le bon exercice de leur mandat.

Aux termes du règlement intérieur, chaque administrateur s'engage à vérifier que sa situation est conforme aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF en matière de cumul de mandats et à tenir le Conseil informé des mandats qu'il exerce dans d'autres sociétés. Le Président-Directeur Général est tenu d'informer le Conseil d'administration préalablement à l'acceptation d'un mandat dans une société cotée.

4.2.2.9 Activité du Conseil d'administration en 2024

	2024	2023
Nombre de réunions	13**	14*
Taux moyen de présence	96,6 %	91,7 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 44 minutes	3 heures et 23 minutes

* *S'ajoutent à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique d'une journée, un atelier dédié au climat et une executive session.*

** *S'ajoutent à ce nombre de réunions la tenue de deux séminaires stratégiques d'une journée et une executive session.*

(1) Fondé sur les données issues des rapports scientifiques du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), la Fresque du Climat est un atelier participatif permettant aux participants d'intégrer les enjeux climatiques dans leur globalité.

Le tableau ci-dessous présente les taux de présence individuels au Conseil et dans les Comités, au cours de l'exercice 2024 :

Taux de présence individuel des administrateurs en 2024	Conseil d'administration	Comité de la stratégie	Comité des risques et de l'audit	Comité des engagements	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Luc Rémont	100 %	100 %					
Christophe Béguinet	100 %	100 %	80 %			100 %	
Nathalie Collin (1)	92 %		100 %	70 %			100 %
Bruno Crémel	92 %		100 %				
Gilles Denoyel	100 %				100 %		
Anne-Marie Descôtes	85 %	67 %					
Bruno Even (2)	100 %			100 %			
Aurélie Frionnet	92 %	100 %		80 %	75 %		
Delphine Gény-Stephann	100 %					100 %	
Fabrice Guyon	100 %	100 %	100 %		100 %		
Gérald Lacoste	100 %		100 %			100 %	
Marie-Christine Lepetit	92 %		100 %	100 %	100 %		
Colette Lewiner (3)	100 %				100 %		100 %
Sandrine Lhenry	100 %	100 %	100 %			100 %	
Claire Pedini	100 %					100 %	100 %
Philippe Petitcolin	92 %	67 %	100 %	100 %			
Cécile Pichot	100 %					100 %	100 %
Michèle Rousseau	100 %				100 %	100 %	
Alexis Zajdenweber	92 %	67 %					100 %

(1) Administratrice nommée membre et Présidente du CNRG le 28 juin 2024.

(2) Administrateur nommé administrateur indépendant par l'Assemblée générale le 11 juin 2024 et nommé membre du Comité des engagements par le Conseil du 28 juin 2024.

(3) Administratrice dont le mandat a pris fin le 11 juin 2024.

Activité en 2024

Le Conseil a tenu 13 réunions au cours de l'exercice 2024. Outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, il a notamment examiné ou autorisé des sujets tels que :

- l'actualité du programme de construction d'EPR2 en France et certains contrats et décisions associés (voir les sections 1.3.2 « Priorités de la stratégie » et 1.4.1.1.3 « Projets "Nouveau Nucléaire"») ;
- l'avancement du programme industriel de réparation de la corrosion sous contrainte (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation », « Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires ») ;
- le suivi des grands projets du Groupe : Hinkley Point C (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire »), EPR de Flamanville (voir la section 1.4.1.1.2.1 « le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » - « EPR de Flamanville 3 »), Sizewell C (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire »), NUWARD (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Small Modular Reactors ») et le programme du Grand carénage (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » - « Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le "Grand Carénage" ») ;
- des points réguliers sur la politique commerciale d'EDF et le *market design* ;
- le projet d'acquisition par EDF des activités « *nuclear steam power* » de General Electric (voir la section 1.4.1.1.5 « Arabelle Solutions ») ;
- la trajectoire financière du Groupe ;
- l'approbation de l'offre remise par EDF dans le cadre de l'appel d'offres d'Elektrárna Dukovany II en République tchèque (voir la section 1.4.1.1.3.3 « Développements à l'international ») ;
- la vente des actifs de stockage de gaz régulé d'Edison en Italie ;
- le projet de cession par Edison d'Elpedison en Grèce ;
- le développement, la construction et la vente d'un projet photovoltaïque dans l'Indiana (US) ;
- un point sur le projet de réponse du Groupe à l'appel d'offres éolien maritime du New Jersey (Atlantic Shores Offshore Wind) mis à jour ;
- le projet de construction par EDF PEI d'une centrale électrique dans la commune d'Ajaccio en Corse-du-Sud ;
- les rapports 2023 de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ;
- la préparation du passage de l'hiver 2024-2025 ;
- le rapport sur le contrôle interne inclus dans la lettre d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et la mise à jour de la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés d'EDF (voir la section 4.2.3.4 « Comité de suivi des engagements nucléaires ») ;
- la politique de risques sur les marchés de l'énergie ;
- le budget 2025 et le PMT 2025-2027 ;
- les orientations stratégiques d'EDF SA en vue de la consultation du Comité social et économique central d'EDF en application des articles L. 2312-17 et L. 2312-19 du Code du travail ;
- la politique d'EDF en matière d'égalité professionnelle et salariale ;

- divers sujets de gouvernance tels que la politique de rémunération des mandataires sociaux, la nomination d'un nouvel administrateur et l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs.

Le Conseil a par ailleurs pris connaissance, au cours de l'exercice écoulé, de l'ensemble des sujets examinés par les Comités du Conseil, sur la base des dossiers des Comités qui lui sont communiqués, et il en a débattu à l'occasion des comptes-rendus que font les Présidents de Comités lors la séance suivante du Conseil d'administration.

Séminaires stratégiques du Conseil d'administration

Les administrateurs se réunissent par ailleurs *a minima* une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire stratégique.

En 2024, un premier séminaire stratégique s'est tenu le 6 septembre et a porté sur les perspectives d'évolution du système électrique en France au service de la décarbonation à l'horizon 2035 et 2050 grâce notamment au développement des flexibilités. Un second séminaire a eu lieu les 26 et 27 septembre sur le site d'Hinkley Point C (Royaune-Uni). L'objectif de ce second séminaire a été, d'une part, de constater l'état d'avancement du chantier HPC au travers de visites et, d'autre part, d'examiner les enjeux clés des activités et projets nucléaires du Groupe.

Executive session

Le règlement intérieur du Conseil prévoit que chaque année soit organisée une réunion avec l'ensemble des administrateurs - hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*). La présidence est alors assurée par la Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance. À cette occasion, en 2024, les administrateurs ont notamment débattu des résultats de l'évaluation externe du Conseil et de ses Comités, de leur appréciation de l'animation du Conseil par le Président-Directeur Général, des points de satisfaction dans le fonctionnement du Conseil et des Comités et des pistes d'amélioration envisagées (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Groupe de travail d'administrateurs sur le projet d'entreprise du groupe EDF

Dans le cadre des travaux engagés pour l'élaboration du projet d'entreprise du Groupe « Ambition 2035 », le Conseil d'administration avait décidé, le 23 mai 2023, de mettre en place un processus spécifique de préparation, d'instruction et d'approfondissement de ses travaux et des délibérations qu'il pourrait être amené à prendre dans ce cadre.

Pour ce faire, il a constitué un groupe de travail d'administrateurs qui a eu pour mission de suivre l'élaboration du projet d'entreprise, en liaison avec la Direction d'EDF. Il a notamment examiné ses caractéristiques au regard de l'intérêt social d'EDF et de ses enjeux stratégiques, industriels, financiers et sociaux, et formulé des avis et recommandations utiles au Conseil, afin que ce dernier puisse débattre et délibérer en pleine connaissance de cause.

Présidé par Bruno Crémel, le groupe de travail comprenait également Colette Lewiner, Claire Pedini, Aurélie Frionnet et Alexis Zajdenweber. Il a été assisté dans ses travaux par des conseils juridiques et financiers. Le Groupe de travail a tenu 17 réunions entre mai 2023 et mai 2024.

4.2.3 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de six Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité de la stratégie, le Comité des risques et de l'audit, le Comité des engagements, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Conformément aux dispositions du règlement intérieur, il a par ailleurs été décidé de confier l'examen des travaux du Groupe relatifs à la mise en œuvre de la CSRD au Comité de responsabilité et au Comité des risques et de l'audit réunis conjointement.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil, qui désigne le Président de chaque Comité, à l'exception du Comité de la stratégie qui est présidé par le Président-Directeur Général en application du règlement intérieur. Les statuts de la Société prévoient que chaque Comité comprend au moins un administrateur représentant les salariés.

Au 31 décembre 2024, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- Luc Rémont pour le Comité de la stratégie ;
- Marie-Christine Lepetit pour le Comité des risques et de l'audit ;
- Philippe Petitcolin pour le Comité des engagements ;
- Gilles Denoyel pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- Claire Pedini pour le Comité de responsabilité d'entreprise ;
- Nathalie Collin pour le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société peuvent assister aux réunions des Comités. Le Commissaire du Gouvernement peut s'y faire représenter.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme annuel établi pour l'année. Les séances font l'objet de rapports oraux du Président du Comité, lors de la séance suivante du Conseil d'administration, et de comptes-rendus écrits.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit que les Comités se réunissent dans un délai suffisant avant la réunion du Conseil dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans leurs missions.

Les Comités peuvent convier à leurs réunions les dirigeants de la Société, y compris le Président-Directeur Général. Ils peuvent entendre d'autres personnes, internes ou externes à la Société, après en avoir informé le Président-Directeur Général et à charge d'en rendre compte au Conseil. Ils peuvent également, après en avoir informé le Président-Directeur Général, décider de recourir à des études techniques et des expertises externes sur des sujets relevant de leur compétence, dont le coût est pris en charge par la Société, et à charge d'en rendre compte au Conseil.

En 2024, les Comités ont tenu 31 réunions et 4 réunions conjointes (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil »). Le taux moyen de présence global dans les Comités s'est élevé à 94,9 % (hors réunions conjointes des Comités du Conseil) et à 93,7 % (en comprenant les réunions conjointes des Comités). Les taux moyens de présence par Comité sont précisés aux sections 4.2.3.1 à 4.2.3.7. Les taux de présence individuels des administrateurs dans les Comités sont présentés à la section 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2024 ».

4.2.3.1 Comité de la stratégie

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité au 31 décembre 2024. Les administrateurs qui n'étaient pas membres du Comité de la stratégie ont participé à l'ensemble de ses réunions au cours de l'exercice.

8 membres

3 réunions

87,5 % taux moyen de présence*

41,7 % taux d'indépendance**

2h41 durée moyenne des séances

* *Taux calculé sur la base des seuls membres du Comité (tous les administrateurs participant aux réunions du Comité).*

** *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Composition du Comité de la stratégie*

Luc Rémont	Président	Président-Directeur Général
Christophe Béguinet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Anne-Marie Descôtes	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Aurélie Frionnet	Membre	Administratrice élue par les salariés
Fabrice Guyon	Membre	Administrateur élu par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Alexis Zajdenweber	Membre	Administrateur Représentant de l'État

* *À compter du 20 février 2025, tous les administrateurs sont membres du Comité de la stratégie.*

4.

Missions

Le Comité de la stratégie examine et/ou donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, et en particulier sur :

- le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre pour décliner les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France ») ;
- les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité social et économique central d'EDF ;
- le contrat de service public (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France ») ;
- les accords stratégiques, les alliances et partenariats significatifs ;
- la politique en matière de recherche et développement ;
- la manière dont la Société et le Groupe déclinent la raison d'être d'EDF dans leur stratégie et dans la conduite opérationnelle de leurs activités, ainsi que l'organisation interne du Groupe destinée à en assurer le déploiement et la mise en œuvre.

En 2024, le Comité a examiné en particulier :

- la présentation du Projet d'entreprise « Ambition 2035 » ;
- le projet NUWARD ;
- les principales hypothèses du PMT 2025-2027 ;
- les orientations stratégiques d'EDF en vue de la consultation du Comité social et économique central d'EDF ;
- le plan de transition climatique du groupe EDF.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.2 Comité des risques et de l'audit

Composition

Conformément aux dispositions de l'article L. 821-67 du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Comité des risques et de l'audit ne comprend aucun dirigeant mandataire social exécutif et compte plus de deux tiers d'administrateurs indépendants.

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité au 31 décembre 2024 :

8 membres

5 réunions

97,5 % taux moyen de présence

75,0 % taux d'indépendance*

3h15 durée moyenne des séances

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Composition du Comité des risques et de l'audit

Marie-Christine Lepetit	Présidente	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Christophe Béguinet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Nathalie Collin	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Bruno Crémel	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Fabrice Guyon	Membre	Administrateur élu par les salariés
Gérald Lacoste	Membre	Administrateur élu par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration. L'article 17.1 du Code AFEP-MEDEF recommande par ailleurs que l'ensemble des membres du Comité des risques et de l'audit aient une compétence financière ou comptable, que la reconduction du Président du Comité fasse l'objet d'un examen particulier de la part du Conseil et enfin que la part des administrateurs indépendants au sein du Comité soit au moins de deux tiers, hors administrateurs représentant les salariés.

Le Conseil d'administration réuni le 16 mai 2019 a constaté que Mme Lepetit, dont la reconduction en qualité de Présidente du Comité était proposée, et M. Crémel, dont la nomination au Comité était proposée, présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 17 février 2021 a nommé M. Petitcolin membre du Comité des risques et de l'audit et constaté que celui-ci présente des compétences en matière financière et comptable.

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 15 juin 2021 a nommé Mme Collin membre du Comité des risques et de l'audit et a constaté que celle-ci présente des compétences en matière financière ou comptable.

Mme Collin, M. Crémel et M. Petitcolin répondent aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 821-67 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Missions

Le Comité des risques et de l'audit exerce, sous la responsabilité du Conseil d'administration, les missions qui lui sont dévolues par l'article L. 821-67 du Code de commerce. En application de ce texte, le Comité des risques et de l'audit est notamment chargé des missions suivantes :

- assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et formuler toute recommandation pour en garantir l'intégrité ;
- suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques et de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ;
- suivre la réalisation de la mission des Commissaires aux comptes, s'assurer de leur indépendance et approuver la fourniture des services mentionnés à l'article L. 821-30 du Code de commerce.

Dans le cadre de ces missions, il examine et donne notamment son avis au Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société, le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de comptes sociaux et consolidés, annuels et semestriels, et les rapports financiers afférents ;
- le suivi des risques et le contrôle interne (cartographie des risques du Groupe et méthodes de détection, d'anticipation et de mise sous contrôle des risques dans tous les domaines, y compris les risques sociaux, environnementaux et liés aux changements climatiques, organisation et évaluation des dispositifs de contrôle interne) ;
- l'audit interne (programme annuel d'audit, principaux constats et actions correctrices, plans d'actions, suivi de leur mise en œuvre) ;
- le contrôle des Commissaires aux comptes (pilotage de la procédure de sélection des Commissaires aux comptes, suivi de la réalisation de leur mission en tenant compte, le cas échéant, des constatations et conclusions du Haut Conseil du Commissariat aux comptes, vérification du respect par les auditeurs des conditions d'indépendance prévues par les textes applicables, avis sur le montant des honoraires, approbation de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes selon une procédure approuvée par le Conseil d'administration le 3 novembre 2016) ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de désinvestissement qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »), conjointement avec le Comité des engagements ;
- les politiques en matière d'assurances, de risques marchés énergies et de risque de défaillance de contreparties du Groupe ;

- le Comité procède, conjointement avec le Comité de responsabilité d'entreprise (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »), à une revue des processus d'élaboration et de traitement de l'information extra-financière (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil ») ;
- l'examen des comptes par le Comité des risques et de l'audit est accompagné d'une présentation par la Direction Générale des objectifs environnementaux, sociétaux et de gouvernance du Groupe et des principales réalisations (suivi d'indicateurs clés et des faits marquants en matière d'ESG), d'une présentation relative aux engagements hors bilan significatifs, ainsi que d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux.

Outre les réunions du Comité des risques et de l'audit consacrées à l'examen des comptes annuels et semestriels, les Commissaires aux comptes assistent également à l'ensemble des réunions consacrées au suivi des risques et du contrôle interne et à l'audit.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

Activité en 2024

En 2024, le Comité des risques et de l'audit a notamment examiné :

- les états financiers semestriels et annuels et les rapports financiers afférents ;
- la présentation par les Commissaires aux comptes de leur plan d'audit 2024 et des conclusions de leurs diligences ;
- pour le reporting 2023 sur la performance extra-financière voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil » ;
- le budget 2025 et le plan moyen terme 2026-2027 ;
- la revue de la valeur des actifs et les entités non consolidées du Groupe ;
- la mise à jour de la cartographie des risques du Groupe, les méthodes de suivi et de contrôle des risques, les actions de progrès identifiées et la démarche des *game changers* ou risques émergents ;
- le bilan du contrôle interne et de la maîtrise des activités ;
- la mise en œuvre du programme d'audit interne 2024 et le projet de programme d'audit 2025, la synthèse des audits internes et le suivi des plans d'actions ;
- les risques marchés énergies et sur les risques de contrepartie du Groupe ;
- le mandat annuel de gestion financière et de maîtrise des risques financiers ;
- l'assurabilité des risques ;
- risques cyber.

Conformément à la procédure approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 3 novembre 2016, le Comité a autorisé en 2024 la fourniture par les Commissaires aux comptes et les membres de leur réseau de services autres que la certification des comptes et il lui a été rendu compte semestriellement des services fournis dans le cadre des pré-approbations prévues aux termes de cette procédure.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.3 Comité des engagements

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité des engagements au 31 décembre 2024 :

4 membres

10 réunions

89,5 % taux moyen de présence

75,0 % taux d'indépendance*

1h41 durée moyenne des séances

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Composition du Comité des engagements

Philippe Petitcolin	Président	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Nathalie Collin	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Bruno Even (1)	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Aurélie Frionnet	Membre	Administratrice élue par les salariés
Marie-Christine Lepetit	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

(1) Administrateur nommé membre du Comité des engagements le 28 juin 2024.

Missions

Créé en 2023 par le Conseil d'administration, le Comité des engagements a pour mission d'émettre des avis destinés au Conseil sur les opérations de croissance externe, de désinvestissement, de croissance organique et les opérations boursières réalisées par EDF ou l'une de ses filiales qui dépassent les seuils prévus par le règlement intérieur, le cas échéant conjointement avec le Comité des risques et de l'audit, préalablement à leur soumission au Conseil pour autorisation.

Il peut également examiner des opérations et engagements de cette nature, mais ne dépassant pas les seuils prévus par le règlement intérieur, ou toute autre opération sur demande du Président-Directeur Général, compte tenu notamment de leur intérêt stratégique.

Activité en 2024

En 2024, le Comité des engagements a notamment examiné :

- un point d'avancement sur le projet Hinkley Point C et son financement et une revue de la valeur des actifs ;
- un point d'avancement sur le programme de construction d'EPR2 en France ;
- le développement, la construction et la vente d'un projet photovoltaïque dans l'Indiana (US) ;
- le projet d'offre en réponse à l'appel d'offres d'Elektrárna Dukovany II en République tchèque ;
- la vente des actifs de stockage de gaz régulé d'Edison en Italie ;
- le projet de cession d'Elpedison ;
- l'avenant à l'accord traitement recyclage pour la période d'application 2024-2026 ;
- le projet de construction par EDF PEI d'une centrale électrique dans la commune d'Ajaccio en Corse-du-Sud ;
- le projet de réponse du Groupe à l'appel d'offres éolien maritime du New Jersey (Atlantic Shores Offshore Wind) ;
- l'appel d'offres d'éolien flottant A06 en Méditerranée ;
- l'offre pour l'achat de l'îlot conventionnel de Sizewell C ;
- le programme Nouveau Nucléaire France ;
- la politique commerciale et les produits de long terme.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.4 Comité de suivi des engagements nucléaires

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de suivi des engagements nucléaires au 31 décembre 2024 :

5 membres

4 réunions

95,0 % taux moyen de présence

2h35 durée moyenne des séances

Composition du Comité de suivi des engagements nucléaires

Gilles Denoyel	Président	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Aurélie Frionnet	Membre	Administratrice élue par les salariés
Fabrice Guyon	Membre	Administrateur élu par les salariés
Marie-Christine Lepetit	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), régi par l'article D. 594-16 du Code de l'environnement, a pour mission de suivre les questions relatives à la sécurisation du financement des charges nucléaires visées à l'article L. 594-1 du Code de l'environnement, et dans ce cadre, de suivre la mise en œuvre de la politique de sécurisation du financement des charges nucléaires approuvée par le Conseil d'administration, incluant la politique d'évaluation des charges nucléaires et de constitution des provisions et la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés à la couverture de ces provisions.

Il prend connaissance des travaux et conclusions de la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires d'EDF (FCECN), chargée par l'article D. 594-8, III, du Code de l'environnement, de contrôler l'évaluation des charges nucléaires et notamment d'émettre un avis sur l'évaluation de ces charges et leur échéancier prévisionnel, sur la cohérence des méthodes et données concernant l'évaluation des charges nucléaires et la politique en matière de sécurisation du financement de ces charges (voir la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires »).

Le Comité supervise les travaux de détermination et de révision périodique de l'allocation stratégique en matière d'investissements dans les actifs dédiés. Il examine le rapport triennal prévu à l'article L. 594-4 du Code de l'environnement et ses notes annuelles d'actualisation, avant leur transmission à l'autorité administrative.

Il suit l'efficacité du dispositif de contrôle interne mis en place par la Société concernant l'évaluation des charges nucléaires et la gestion des actifs de couverture et donne un avis sur le rapport annuel sur le contrôle interne avant sa soumission au Conseil pour approbation.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs dédiés non cotés pour tout projet d'un montant unitaire supérieur à 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) d'un montant unitaire supérieur à 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

Le Comité s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), composé d'experts indépendants nommés par le Conseil d'administration [1], qui a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif-passif et de gestion des actifs dédiés.

Activité en 2024

En 2024, le Comité a examiné en particulier :

- la situation de couverture et le taux d'actualisation des provisions nucléaires, la performance des portefeuilles d'actifs dédiés cotés et non cotés et le suivi des risques associés ;
- la mise en œuvre de l'allocation stratégique incluse dans la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés et la mise à jour de la note de référence, avant sa soumission au Conseil d'administration pour approbation ;
- les conclusions de l'étude ALM (*Asset and Liability Management*) 2024 concernant les actifs dédiés et de l'étude portant sur l'impact du risque climatique sur les actifs dédiés et le profil rendement-risque de ces actifs ;
- le bilan 2024 d'investisseur responsable des actifs dédiés et le suivi du plan d'actions 2025 ;
- la lettre d'actualisation 2024 du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est annexé, avant la soumission du rapport au Conseil pour approbation ;
- les avis de la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires ;
- l'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et des projets de Centre industriel de stockage géologique (CIGEO) et d'Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA) (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », « L'aval du cycle ») ;

(1) *Les membres actuels du CEFEN ont été renouvelés ou désignés par le Conseil d'administration le 16 décembre 2022 pour trois ans, après avis du CSEN, à l'exception d'un membre nommé par le Conseil d'administration le 27 mars 2024, après avis du CSEN, en remplacement de l'un des membres démissionnaire et pour la durée du mandat restant à courir de ce dernier.*

- l'apport du numérique dans le domaine du démantèlement et de la gestion des déchets ;
- le suivi des recommandations internes et externes émanant notamment des autorités de tutelles (Direction générale de l'énergie et du climat), de la Cour des comptes ou de l'Autorité de sûreté nucléaire ;
- le projet de révision de la norme comptable IAS 37.

Les Commissaires aux comptes assistent à toutes les réunions du Comité de suivi des engagements nucléaires.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.5 Comité de responsabilité d'entreprise

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de responsabilité d'entreprise au 31 décembre 2024 :

7 membres

4 réunions

100,0 % taux moyen de présence

33,3 % taux d'indépendance*

1h31 durée moyenne des séances

Composition du Comité de responsabilité d'entreprise

Claire Pedini	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Christophe Béguinet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Delphine Gény-Stephann	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Gérald Lacoste	Membre	Administrateur élu par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Cécile Pichot	Membre	Administratrice élue par les salariés
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

Le Comité de responsabilité d'entreprise examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité sociale et environnementale. Il examine en particulier la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique.

Il procède, conjointement avec le Comité des risques et de l'audit, à une revue des processus d'élaboration et de traitement de l'information extra-financière (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil »).

Dans le cadre de ses missions, il examine notamment, et donne son avis au Conseil d'administration, sur le plan de vigilance de la Société, la trajectoire carbone et le plan de transition climatique de la Société et du Groupe, les orientations stratégiques pluriannuelles de la Société en matière de RSE, en cohérence avec la raison d'être d'EDF, les modalités de mise en œuvre de cette stratégie, ainsi que les résultats obtenus, le choix des agences et les notations extra-financières de la Société, le reporting annuel en matière d'éthique et de conformité, la manière dont la Société et le Groupe mettent en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale et le rapport annuel du médiateur d'EDF.

Il intègre dans ses réflexions les enjeux et points d'attention soulevés dans le cadre du dialogue avec les parties prenantes externes à la Société.

Référente Climat du Conseil d'administration

La Société a renforcé sa gouvernance en matière de climat en désignant, dès 2020, une Référente Climat au sein du Conseil d'administration d'EDF. Le règlement intérieur du Conseil prévoit que cette fonction au sein du Conseil est confiée, sauf décision contraire du Conseil, à la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise. La Référente Climat, en cohérence avec la raison d'être d'EDF, est chargée de :

- veiller, en lien avec le Président-Directeur Général et le Référent Climat du Comité exécutif (voir la section 3.1.2.1.1 « Conseil d'administration »), à ce que le Conseil d'administration identifie l'ensemble des impacts du changement climatique pour le Groupe et que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique ;
- informer régulièrement le Conseil de la stratégie climat de la Société, après examen par le Comité de responsabilité d'entreprise ;
- veiller, en lien avec le Président-Directeur Général, à ce que le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil examinent régulièrement la mise en œuvre de la trajectoire neutralité carbone du Groupe adoptée par le Comité exécutif ;
- prendre connaissance, dans le cadre de l'exécution des missions du Comité de responsabilité d'entreprise, de la manière dont le Groupe applique les recommandations de la *Taskforce on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) [1] et/ou les meilleures pratiques internationales en matière de gouvernance climatique et de communication des enjeux et opportunités liés au climat et dont il rend compte des risques liés au climat.

Le Comité peut soumettre au Conseil d'administration tous avis, propositions et recommandations dans les domaines qui le concernent.

(1) Voir les sections 3.1.3.6 « Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise » et 3.1.2.1.2.6 « Gouvernance des enjeux climat et nature ».

Activité en 2024

En 2024, le Comité de responsabilité d'entreprise a examiné en particulier :

- le reporting 2023 sur la performance extra-financière (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil ») ;
- le plan de vigilance 2023 du Groupe et sa mise en œuvre (voir la section 3.8 « Plan de vigilance ») ;
- le bilan de l'enquête My EDF Group 2023 ;
- le rapport 2023 du Médiateur du groupe EDF ;
- le bilan 2023 et les résultats de la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes ;
- le bilan 2023 et les résultats la politique santé sécurité du Groupe ;
- un point sur les achats responsables et durables d'EDF ;
- un point sur le numérique responsable ;
- le déploiement et la mise en œuvre de la Raison d'être d'EDF.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.6 Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance au 31 décembre 2024 :

4
membres

5
réunions

100,0 %
taux moyen de présence

66,7 %
taux d'indépendance*

1h04
durée moyenne des séances

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Nathalie Collin (1)	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Claire Pedini	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Cécile Pichot	Membre	Administratrice élue par les salariés
Alexis Zajdenweber	Membre	Administrateur Représentant de l'État

(1) Membre et Présidente du Comité depuis le 28 juin 2024.

Missions

En matière de nominations, le Comité transmet au Conseil d'administration ses recommandations ou ses propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il supervise le processus de sélection des candidats potentiels, peut réaliser ses propres études sur les candidats et missionner des consultants spécialisés pour l'assister dans l'identification de candidats potentiels. Il donne son avis au Conseil sur les propositions de nominations au sein des Comités du Conseil d'administration. Il propose au Conseil la définition d'une politique de diversité appliquée aux administrateurs et ses mises à jour. Il assure le suivi de la mise en œuvre de la politique et des résultats obtenus. Le Comité s'assure de l'existence de plans de succession, afin d'anticiper les successions, imprévues ou à leur terme, des dirigeants mandataires sociaux exécutifs et des membres du Comité exécutif du Groupe. Le Président-Directeur Général est associé aux travaux du Comité pour l'exécution de cette mission, sauf pour ce qui concerne les travaux relatifs à sa propre succession.

Le Comité donne son avis au Conseil sur la manière dont la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité et assure une représentation équilibrée entre les femmes et les hommes au sein des instances dirigeantes de la Société (1) et parmi les cadres dirigeants.

En matière de rémunérations, le Comité examine et donne un avis sur les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble des éléments composant la rémunération et les avantages de toute nature du Président-Directeur Général. Il adresse cet avis au Conseil pour délibération. Le Président du Comité adresse également, pour approbation, cet avis au ministre en charge de l'économie. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques ayant modifié le décret du 9 août 1953, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros. Il donne au Conseil d'administration son avis sur la politique de rémunération du Comité exécutif du Groupe et des principaux dirigeants, ainsi que sur l'enveloppe et les modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité.

(1) Les instances dirigeantes de la Société sont définies comme le Comité exécutif d'EDF.

En matière de gouvernance, le Comité suit les questions relatives au gouvernement d'entreprise et veille à la mise en œuvre, au sein des organes sociaux de la Société, des principes et règles issus notamment du Code AFEP-MEDEF. Il peut faire toute proposition concernant l'évolution du fonctionnement ou des pouvoirs du Conseil d'administration ou de son règlement intérieur. Il réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil et de ses Comités et supervise tous les trois ans l'évaluation formalisée réalisée par un consultant externe indépendant. Chaque année, le Comité examine la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance définis par le Code AFEP-MEDEF et fait part de ses conclusions au Conseil. En cas de nomination de nouveaux membres au sein du Comité des risques et de l'audit, il examine la situation de ces membres en termes de compétences en matière financière, comptable ou de contrôle légal des comptes. Il examine et donne son avis sur les situations de conflit d'intérêts dont il a connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et il en rend compte au Conseil d'administration.

Activité en 2024

En 2024, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a notamment examiné :

- les propositions concernant la fixation de la rémunération du Président-Directeur Général et des administrateurs et la politique de rémunération des mandataires sociaux ;
- la politique de rémunération des dirigeants d'EDF, sa mise en œuvre et ses évolutions ;
- la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF ;
- le projet de rapport sur le gouvernement d'entreprise inclus dans le document d'enregistrement universel 2023 ;
- l'examen de la candidature d'un administrateur et l'évaluation de son indépendance ;
- la détermination et les modalités de répartition de l'enveloppe de rémunération des administrateurs devant être soumise à l'Assemblée générale du 11 juin 2024 ;
- la mise en œuvre, au périmètre du Groupe, de l'Ambition mixité concernant les dirigeants (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle ») ;
- un point d'information sur le respect par la Société de l'ordonnance n° 2024-934 du 15 octobre 2024 transposant la directive « Women on board » du 23 novembre 2022 ;
- l'examen des résultats 2024 de l'évaluation externe par un consultant indépendant sur le fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités.

Le Comité a par ailleurs examiné les évolutions apportées aux moyens mis à disposition des Présidents d'honneur. Cette distinction honorifique, attribuée par décision du Conseil d'administration, permet à l'entreprise de maintenir des liens avec ses anciens Présidents-Directeurs Généraux afin de bénéficier de leur expérience et de leur capacité à expliquer les enjeux particuliers d'EDF, en étant à la fois hors de l'entreprise et excellents connaisseurs de ses spécificités [1]. Il ne confère aucun droit dans la gouvernance de l'entreprise, les Présidents d'honneur n'assistent notamment pas aux réunions du Conseil d'administration et de ses Comités.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.7 Réunions conjointes des Comités du Conseil

Les réunions conjointes du Comité de responsabilité d'entreprise et du Comité des risques et de l'audit consacrées à l'examen des informations en matière de durabilité

Conformément au règlement intérieur du Conseil, le Comité de responsabilité et le Comité des risques et de l'audit procèdent conjointement à une revue des processus d'élaboration et de traitement de l'information extra-financière et notamment des éléments constituant jusqu'en 2024 la déclaration de performance extra-financière inclus dans le rapport de gestion.

À ce titre, les Comités formulent toute recommandation pour garantir l'intégrité de ces informations et entendent l'organisme tiers indépendant en charge de la vérification des informations relatives à la performance extra-financière de la Société.

Dans le cadre de l'application des dispositions de la Directive CSRD, et dans la continuité des précédents travaux des Comités, il a été décidé de confier le suivi des questions relatives à l'élaboration et au contrôle des informations en matière de durabilité au Comité de responsabilité d'entreprise et au Comité des risques et de l'audit réunis conjointement afin notamment de mobiliser les expertises détenues par les administrateurs respectivement sur les enjeux financiers et extra-financiers (voir la section 4.2.3.5 « Composition du Comité de responsabilité d'entreprise » et la section 4.2.3.2 « Composition du Comité des risques et de l'audit »).

Conformément à l'article L. 821-67 du Code de commerce, les réunions conjointes de ces comités ont ainsi pu examiner :

- le suivi du processus d'élaboration de l'information en matière de durabilité et le suivi du processus de mise en œuvre ayant permis de déterminer les informations à publier ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information en matière de durabilité ;
- le suivi de la certification des informations en matière de durabilité.

Les Comités ont également pu s'assurer du respect des conditions d'indépendance requises des intervenants exerçant des missions de certification des informations en matière de durabilité et rendent compte régulièrement au Conseil de l'exercice de leurs missions, des résultats de la mission de certification des informations en matière de durabilité ainsi que de la manière dont ces missions ont contribué à l'intégrité de l'information en matière de durabilité.

(1) À la date du présent document d'enregistrement universel, sont Présidents d'honneur Pierre Gadonneix (décision du Conseil d'administration du 23 novembre 2009), Henri Proglio (décision du Conseil d'administration du 23 novembre 2014) et Jean-Bernard Levy, seul à bénéficier de moyens matériels accordés aux Présidents d'honneur (décision du Conseil d'administration du 18 novembre 2022 avec une date de prise d'effet au 23 novembre 2022).

Activité en 2024

La réunion conjointe du Comité des engagements et du Comité des risques et de l'audit

Conformément à l'article L. 821-67 du Code de commerce, les réunions conjointes de ces comités ont ainsi porté en 2024 sur l'examen de la mise en œuvre de la Directive de durabilité CSRD et plus particulièrement :

- le reporting 2023 en application de la Taxonomie européenne ;
- la détermination du processus de double matérialité et le processus d'établissement des cibles RSE du groupe EDF ;
- la nomination des Commissaires aux comptes en charge de la mission de certification des informations consolidées en matière de durabilité ;
- un point d'étape sur la mise en œuvre de la CSRD au sein du Groupe et le Plan de vérification mis en œuvre par l'OTI ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information en matière de durabilité ;
- le suivi de la certification des informations en matière de durabilité.

12
participants

3
réunions

97,2 %
taux moyen
de participation

1h45
durée moyenne
des séances

Activité en 2024

Conformément aux dispositions du règlement intérieur du Conseil d'administration, une réunion conjointe du Comité des risques et de l'audit et du Comité des engagements a également été organisée en 2024. Elle a permis aux administrateurs d'examiner un point d'avancement sur le projet Hinkley Point C et son financement.

9
participants

1
réunion

88,9 %
taux moyen
de participation

2h
durée moyenne
des séances

4.3 Direction Générale

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine.

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe [1]. Aucun dossier d'investissement ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Comité exécutif compte treize membres et une Secrétaire. La liste des membres et les renseignements personnels les concernant figurent ci-dessous.

4.3.1 Composition du Comité exécutif

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonctions
Luc Rémont	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Clients, Services et Territoires
Brice Bohuon	Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe
Béatrice Buffon	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale et Présidente-Directrice Générale d'EDF Renouvelables
Caroline Chanavas	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Bernard Fontana	Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Industrie et Services
Xavier Girre	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance
Véronique Lacour	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle
Thierry Le Mouroux	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Projets et Construction
Cédric Lewandowski	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Production Nucléaire et Thermique
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
Alain Tranzer	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Supply chain
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Stratégie, Technologies, Innovation et Développement

Chloé Pfeiffer, Directrice coordination exécutive du Groupe, assure le Secrétariat du Comité exécutif depuis le 1er juillet 2023.

Le mandat de Président-Directeur Général de Luc Rémont expire à l'issue de l'assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir le communiqué de presse de la Présidence de la République du 21 mars 2025).

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Marc Benayoun ancien élève de l'ESSEC, a commencé sa carrière au sein du Groupe Paribas en 1989, avant de rejoindre The Boston Consulting Group en 1993. Il devient Directeur associé au bureau de Paris en 2001 puis au bureau de Moscou en 2008 et occupe au cours de cette période différentes responsabilités dont celle du développement des compétences et activités de la Société dans le domaine du gaz naturel. Il est également à l'initiative du développement du bureau de Paris dans le conseil au gouvernement (Ministère des Finances, de l'Énergie et des Transports, de la Santé). En 2009, il rejoint le groupe EDF en tant que Directeur Économie Tarifs et Prix, à la Direction Commerce. Dans ce cadre, il est notamment en charge des discussions relatives à l'évolution des Tarifs Réglementés de Vente. En 2012 il devient Directeur du Marché des Entreprises et Professionnels. À ce titre, il pilote le projet lié à la fin des tarifs réglementés d'électricité pour les entreprises et les collectivités locales avec, pour résultat, la reconquête de la position de leader dans un contexte concurrentiel. En 2016, Marc Benayoun devient Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Gaz et Italie. À ce titre, il occupe les fonctions d'administrateur délégué (CEO) d'Edison, le troisième énergéticien italien. Il pilote également les activités du groupe en matière d'approvisionnement gazier, et gère le portefeuille de contrats long terme par gazoduc et voie maritime (gaz liquéfié), ainsi que les actifs nécessaires à leur transport jusqu'aux points de consommation. Outre ses responsabilités opérationnelles, Marc Benayoun intervient régulièrement dans le monde académique (École des Mines de Paris, Université Paris-Dauphine, Bocconi à Milan) sur les thèmes de l'organisation du secteur électrique et gazier, de sa régulation, ainsi que sur le thème du leadership dans la transition énergétique. Marc a reçu le prix d'« Économiste de l'année » en 2018, de la part de l'Association Italienne des Économistes de l'Énergie. Depuis juillet 2019, Marc Benayoun est Directeur Exécutif Groupe Clients, Services et Territoires. À ce titre, il occupe les fonctions de Directeur Commerce et supervise les activités liées aux services énergétiques, notamment celles opérées par Dalkia. Marc Benayoun est également membre du Conseil d'administration d'EDF Trading, Président du Conseil d'administration d'Edison et il supervise les activités de la plateforme d'achat de gaz du groupe EDF, basée en Italie.

(1) Sont notamment concernés les nouveaux projets de plus de 60 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement.

Brice Bohuon diplômé de l'École des Mines de Paris et de Sciences-Po Paris, et ancien élève de l'École nationale d'administration. Il a débuté sa carrière professionnelle en 2007 au sein du Conseil d'État en tant que juge et conseiller du Gouvernement avant d'y être nommé, en 2010, Secrétaire Général Adjoint. En 2013 il rejoint SNCF Transilien où il occupe successivement les postes de Secrétaire Général puis de Directeur du Marketing et des Services. Il devient Directeur Général de la Commission de Régulation de l'Énergie en 2017, avant de rejoindre Transdev France en tant que Directeur général adjoint en 2019. En 2021, il devient Directeur général délégué de la Région Île-de-France. En avril 2023, il a rejoint EDF en tant que Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général.

Béatrice Buffon commence sa carrière comme responsable des financements chez Cogetherm, une filiale d'EDF spécialisée dans le développement de projets de cogénération de gaz. En 2001, elle rejoint SIIF Énergies qui deviendra EDF Renouvelables pour devenir directrice de projet en 2003. Son activité est centrée sur le développement de projets biomasse et éoliens terrestres, ainsi que de projets éoliens offshore en France, en Belgique et au Royaume-Uni. De 2007 à 2009, elle assure les fonctions de directrice adjointe de Poweo Énergies Renouvelables. Elle revient chez EDF Renouvelables en 2010 en tant que directrice du développement pour les grands projets photovoltaïques au sol, puis devient en 2011 directrice du développement de l'éolien *offshore* France. En avril 2012, son équipe est lauréate des appels d'offres *offshore* en France pour 3 projets représentant une puissance totale de 1 500 MW. La phase de développement de ces projets qui est aujourd'hui achevée a abouti au lancement de la construction du premier parc éolien en mer français en août 2019, la construction des deux suivants devant démarrer cette année. En juin 2019, elle et ses équipes ont également remporté l'appel d'offres pour la construction et l'exploitation du parc éolien *offshore* de Dunkerque (Nord). Son équipe travaille également sur la réalisation d'un projet pilote éolien flottant en Méditerranée. En 2014, Béatrice Buffon devient Directrice générale adjointe d'EDF Renouvelables en charge des énergies marines renouvelables et membre du comité de direction d'EDF Renouvelables. Elle est diplômée de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées. Elle est Chevalier de l'Ordre national du Mérite. Depuis le 5 avril 2024, Béatrice Buffon est Présidente-Directrice générale d'EDF Renouvelables.

Caroline Chanavas est titulaire d'un DESS en ingénierie multilingue de l'Institut National des Langues et Civilisations Orientales (Inalco), de l'Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales (EHESS) et d'une maîtrise de chinois. Elle a rejoint le groupe EDF en avril 2023 au poste de Directrice déléguée des Ressources Humaines. Elle est également ancienne auditrice de l'Institut des Hautes Etudes de Défense Nationale (IHEDN). Elle a débuté sa carrière professionnelle en 1990 en Chine au sein d'Imaje-Jingling en tant que Responsable commerciale. En 1995, elle a rejoint Sema Group (devenu SchlumbergerSema) et créé la filiale en Chine dont elle est devenue Directrice générale. À son retour en France, elle a pris la Direction des Alliances et des Partenariats de SchlumbergerSema. En 2003, Caroline Chanavas devient Directrice de la Stratégie Asie Pacifique de Bull, avant de rejoindre la division Air Opérations de Thales en 2006 où elle occupe successivement les postes de Directrice des Achats, des Opérations commerciales, et enfin de la Stratégie et du Marketing. Caroline Chanavas a rejoint Naval Group en 2013 en tant que Directrice des Achats à la Direction des Services en charge de la maintenance et de la modernisation des navires armés et des systèmes de combat, puis en 2017, comme Directrice des Ressources Humaines. Depuis le 1er juillet 2023, Caroline Chanavas est Directrice Exécutive des Ressources Humaines du groupe EDF.

Bernard Fontana est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole Nationale Supérieure des Techniques Avancées de Paris. Il mène sa carrière depuis 30 ans dans les secteurs de la chimie, de l'acier et des matériaux de construction (SNPE, ArcelorMittal, APERAM et Holcim). En 2012, il a été nommé CEO d'Holcim. Depuis le 1er septembre 2015, Bernard Fontana était le Directeur Général Délégué d'AREVA NP. Il a été nommé au 1er juillet 2016, Président du Directoire et CEO de Framatome (précédemment AREVA NP). Il est aussi membre du Conseil d'Administration de Thales et de SSAB, membre du Conseil d'Administration de GIFEN Services, après en avoir été le Président pendant 4 ans ; membre de la Gouvernance du GIFEN, depuis sa création en 2018 et membre du HCTISN en France. Depuis le 1er avril 2024, Bernard Fontana est Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Industrie et Services. Bernard Fontana est Président du Conseil d'administration (depuis le 31 mai 2024) et Président (depuis le 28 octobre 2024) d'Arabelle Solutions.

Xavier Girre a rejoint EDF en 2015 en tant que directeur financier pour la France. De 2011 à 2015 il a été DGA, directeur financier du groupe La Poste ainsi que président de XAnge Private Equity. De 1999 à 2011, au sein du groupe Veolia Environnement, Xavier Girre a été Directeur des Risques et de l'Audit du groupe ainsi que DGA, Directeur Financier de Veolia Transport et de Veolia Propreté. Xavier Girre est également administrateur, président du Comité d'audit de la Française des Jeux. Il est diplômé de HEC, ancien élève de l'ENA, et a commencé sa carrière à la Cour des comptes. Depuis le 1er avril 2024, Xavier Girre est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance.

Véronique Lacour débute sa carrière chez Thales en 1987, où elle se construit une solide expérience solide dans les systèmes d'information avant de devenir, en 2004, Directeur des Systèmes d'Information d'une nouvelle Division de l'entreprise. De 2007 à 2009, elle dirige le Service Partagé Systèmes d'Information Ressources Humaines de Thalès. Elle rejoint Safran en 2009 où elle occupe successivement les postes de Directeur des Systèmes d'Information de Safran Aircraft Engines (anciennement Snecma), puis de Directeur de la démarche de progrès en 2013 afin de piloter l'amélioration continue et les actions de transformation. Elle devient ensuite Directeur des programmes de Safran Analytics et participe à la création de cette nouvelle entité dédiée au *big data* qui s'inscrit dans la stratégie de transformation digitale du Groupe. Elle a rejoint EDF le 1er décembre 2016 en tant que Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle et membre du Comité exécutif. Elle est Présidente du Conseil de Surveillance d'Enedis depuis juillet 2023. Véronique Lacour est titulaire d'un DESS Systèmes d'Information de l'Université Paris I Panthéon Sorbonne.

Thierry Le Mouroux est titulaire d'un diplôme d'ingénieur spécialisé en mécanique et électricité de l'ESTP et d'un MBA en management de projets. Il a débuté sa carrière professionnelle en 1989 aux États-Unis en tant que chargé de développement d'une start-up spécialisée dans les technologies de l'internet haut débit. En 1990, il rejoint le groupe Eiffage et devient en 1995 Directeur Général de Forclum Littoral. Entre 2000 et 2010, il occupe plusieurs fonctions de dirigeant pour l'entreprise Suez Eau France. En 2010, Thierry Le Mouroux est nommé Directeur Général d'Endel Engie où il s'implique fortement dans les opérations des chantiers de l'EPR de Flamanville 3 et du Grand Carénage. En 2013, il devient Président-Directeur Général d'Endel ENGIE. Il participe au développement de l'entreprise dans les secteurs de l'industrie nucléaire civile, des industries de l'énergie ainsi que dans l'industrie spatiale et de la construction navale militaire. Entre 2016 et 2020, il occupe plusieurs postes stratégiques chez Framatome. En 2020, Thierry Le Mouroux rejoint Areva en tant que Directeur Général Adjoint en charge du projet EPR Olkiluoto 3. Il a notamment assuré la réorganisation fonctionnelle du projet permettant sa livraison dans le respect du budget et du calendrier. Thierry Le Mouroux possède une expérience avérée dans le monde des projets industriels et du nucléaire. Il a rejoint le groupe EDF le 1er janvier 2024, au poste de Directeur Exécutif en charge de la préfiguration de la future Direction Projets et Construction Nucléaires. Depuis le 1er avril 2024, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Projets et Construction.

Cédric Lewandowski est diplômé de l'Institut d'Études Politiques (IEP) de Paris et diplômé d'Études Approfondies (DEA) de Géopolitique (Paris-VIII). Il a débuté sa carrière à EDF en 1998 en tant que Chef du cabinet du Président d'EDF de 1998 à 2004, puis Directeur des Transports et des Véhicules Électriques d'Électricité de France de 2005 à 2008. Il devient Directeur d'EDF Collectivités à la Direction Commerce d'EDF de 2008 à 2012, Président du Conseil d'administration de la Société H4 de 2009 à 2012, Administrateur de la Société Safidi de 2009 à 2012 et Président du Conseil d'administration de la Société Tiru de 2009 à 2012. Il est ensuite nommé Directeur du Cabinet Civil et Militaire du ministre de la Défense de mai 2012 à mi 2017. De juillet 2017 à mi 2019, il est Directeur exécutif du groupe EDF en charge de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation, Président du Comité exécutif d'EDF Pulse Croissance Holding, et membre du Conseil d'administration d'Enedis, Vice-président du Conseil Mondial de l'Énergie (2018-2019). Il est Président du Conseil d'administration d'Électricité de Strasbourg (depuis février 2018) et Président de l'Association française de l'éclairage (depuis Juin 2018). Il est Chevalier dans l'Ordre de la Légion d'Honneur, Chevalier de l'Ordre du Mérite Agricole, Officier de l'Ordre National du Mali. Depuis le 1er avril 2024, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Production Nucléaire et Thermique.

Simone Rossi débute sa carrière en 1993 au sein du service financier de De Agostini à Novare (Italie). Il occupe ensuite un poste dans le service de conseils en gestion de KPMG Corporate Finance et poursuit sa carrière en 1996 chez McKinsey&Co. à Milan (Italie) où il répond aux besoins d'institutions financières et de divers clients dans le domaine de l'énergie et de l'industrie. En 2004, il rejoint Edison S.p.A. à Milan, où il assume les fonctions de Responsable de la stratégie, puis de Directeur de la planification, du contrôle et des technologies de l'information. En novembre 2009, il rejoint le Constellation Energy Nuclear Group à Baltimore (États-Unis) en qualité de Directeur financier. Devenu Directeur financier d'EDF Energy (2011-2015) il avait ensuite été nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Internationale (2015-2017). Il possède un diplôme en gestion des affaires de l'Université Bocconi de Milan et un diplôme de clarinette du conservatoire Puccini de Gallarate (Italie).

Alain Tranzer est ingénieur diplômé de l'École Polytechnique et de l'École des Mines de Paris. Il débute sa carrière en 1991 dans le Groupe PSA. Après un passage en ingénierie des liaisons au sol, il y occupe successivement les postes de responsable de sous-système, de directeur qualité usine, d'ingénieur en chef de la Peugeot 407, puis de directeur du programme Peugeot 208-2008. Il a ainsi acquis une solide expérience dans la direction de projets industriels, depuis la conception jusqu'à l'industrialisation, et a reçu le prix Eurostar 2013 de Directeur de Projet de l'année attribué par Automotive News Europe. En 2013, Alain Tranzer prend la responsabilité des avant-projets du Groupe PSA, de la politique modulaire et des projets complexes que sont les véhicules autonomes, connectés, électriques et hybrides électrique. Depuis 2018, il était pour le groupe PSA Senior Vice Président, en charge du programme de « réduction du CO_2 et de la maîtrise d'ouvrage des motorisations, plateformes et modules technologiques associés ». Depuis 2020, il est responsable du pilotage du plan « excell » qui vise à renforcer la qualité industrielle, les compétences et la gouvernance des grands projets nucléaires du groupe EDF. Depuis le 1er avril 2024, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Supply chain.

Xavier Ursat est, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, ainsi que, depuis décembre 2023, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie. Il entre à EDF en 1991 où il exerce d'abord diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote en particulier la réalisation des centres de conduite hydraulique d'EDF et contribue à des projets internationaux, notamment en Amérique du Sud. De 2002 à 2005, il est Chargé de mission auprès du Directeur Général Adjoint d'EDF en charge de la Production et de l'Ingénierie. De 2005 à 2007, il est Directeur Adjoint de l'Unité de Production Alpes à Grenoble et de 2007 à 2010, Directeur de l'Unité de Production Sud-Ouest à Toulouse. De 2010 à 2015, il est successivement Directeur Délégué puis Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Président du Comité Stratégique de Filière Nucléaire (CSFN) et du Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire (GIFEN), il est également Président du Comité de surveillance et d'orientation d'Edvance et membre du Conseil de surveillance de Framatome. Il est par ailleurs Président sortant de la Société Française d'Énergie Nucléaire (Sfen) et Gouverneur honoraire du Conseil mondial de l'eau. Il est diplômé de l'École Polytechnique et de Télécom Paris. Depuis le 1er avril 2024, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Stratégie, Technologies, Innovation et Développement.

4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants

4.4.1 Conflits d'intérêts

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel aucun conflit d'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs (concernant les règles applicables aux membres du Conseil d'administration en matière de conflits d'intérêts, voir la section 4.2.2.8 « Obligations et devoirs des administrateurs »).

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance d'EDF, il n'existe par ailleurs aucun lien de nature familiale entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

4.4.2 Absence de condamnation

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années, d'une enquête pénale ou d'une condamnation pour fraude ou corruption, ni n'a été associé à une procédure de faillite, de mise sous séquestre, de liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire.

A l'exception de :

- Anne-Marie Descôtes a été condamnée, le 19 novembre 2020, au paiement d'une amende de 1 000 euros par la Cour de discipline budgétaire et financière pour méconnaissance du code des marchés publics en sa qualité de Directrice générale de l'Agence pour l'enseignement français à l'étranger (AEFE) de septembre 2008 à août 2013.

- la société britannique Eagle Genomics Ltd. dont Delphine Gény-Stephann est administratrice non-exécutive a récemment été placée, à la demande de son conseil d'administration (Board of Directors), sous le régime de la loi britannique sur l'insolvabilité (Insolvency Act 1986) par la désignation de deux administrateurs judiciaires (administrators), officiellement nommés par décision de la Haute Cour de Justice (High Court of Justice) du 20 mars 2024. Le 13 mars 2025, la société Eagle Genomics Ltd. a été placée en procédure de liquidation volontaire ("Creditors' Voluntary Liquidation").

À la connaissance d'EDF, aucun autre administrateur n'a fait l'objet d'une incrimination ou d'une sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années ;

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été déchu par un tribunal du droit d'exercer la fonction de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'une personne morale ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'une personne morale au cours des cinq dernières années.

4.4.3 Contrats de service

Les mandataires sociaux d'EDF ne sont pas liés à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales par un contrat de services prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5 Rémunération et avantages des mandataires sociaux

Comme indiqué à la section 4.1 (« Code de gouvernement d'entreprise »), la Société se réfère au Code AFEP-MEDEF sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Cette section présente le détail des éléments de la rémunération totale et des avantages de toute nature versés au cours des exercices 2023 et 2024 ou attribués au titre des mêmes exercices aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés comprises dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

4.5.1 Rémunération des mandataires sociaux

4.5.1.1 Rémunération du Président-Directeur Général

Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration de la Société, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, et sont soumis au ministre chargé de l'économie pour approbation après consultation des ministres intéressés (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »). La rémunération du Président-Directeur Général doit s'inscrire dans les limites prévues par le décret n° 53-707 du 9 août 1953 modifié par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, qui plafonne sa rémunération annuelle à 450 000 euros bruts.

Rémunération au titre de l'exercice 2024

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 6 février 2024 a décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général pour l'exercice 2024 et donc de fixer sa rémunération fixe annuelle au plafond prévu par le décret du 9 août 1953. Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 15 février 2024 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2024, tout en relevant de nouveau que le montant du plafond introduit en 2012 dans le décret du 9 août 1953 n'a pas été réhaussé depuis cette date. Le Président ayant renoncé à bénéficier d'un véhicule de fonction, il ne bénéficie pas à ce jour d'avantages en nature.

Rémunération au titre de l'exercice 2025

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 6 février 2025 a décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général pour l'exercice 2025 et de fixer sa rémunération fixe annuelle au plafond prévu par le décret du 9 août 1953. Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 20 février 2025 a donc décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2025, en relevant comme en 2022 et 2023 que le montant du plafond introduit en 2012 n'a pas été réhaussé depuis cette date. Le Président ayant renoncé à bénéficier d'un véhicule de fonction, il ne bénéficie pas à ce jour d'avantages en nature.

Les tableaux ci-dessous présentent les éléments de la rémunération de Luc Rémont depuis sa nomination en qualité de Président-Directeur Général d'EDF sur les exercices 2023 et 2024.

Tableau n°1 - Synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées au dirigeant mandataire social

(en euros)	Exercice 2024	Exercice 2023
Luc Rémont, Président-Directeur Général		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (voir le détail tableau n° 2)	450 000	450 000
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice [2]	néant	néant
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice [2]	néant	néant
TOTAL	**450 000**	**450 000**

n.a. : non applicable.

(1) comme indiqué à la section 4.6.2, la Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et le dirigeant mandataire social ne bénéficie pas d'actions de performance.

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures versées au Président-Directeur Général au cours des exercices 2023 et 2024 ou dues au titre des exercices 2023 et 2024.

Tableau n°2 - Récapitulatif des rémunérations du dirigeant mandataire social

	Exercice 2024		Exercice 2023	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Luc Rémont, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
Rémunération variable	néant	néant	néant	néant
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature	0	0	0	0
TOTAL	**450 000**	**450 000**	**450 000**	**450 000**

n.a. : non applicable.

Autres éléments de rémunération

	Exercice 2024		Exercice 2023	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Luc Rémont, Président-Directeur Général				
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	néant	néant
Contrat de travail	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Indemnité de prise de fonction	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Indemnité de départ ou liée à la cessation des fonctions	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Clause de non-concurrence	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Retraite supplémentaire	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rémunérations versées ou attribuées par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation (article L. 233-16 du Code de commerce)	néant	néant	néant	néant
TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**

n.a. : non applicable.

Luc Rémont ne bénéficie, de la part de la Société, d'aucune indemnité ou d'aucun avantage dû ou susceptible d'être dû à raison de la cessation ou du changement de ses fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence. Il n'a pas conclu de contrat de travail avec la Société et ne bénéficie pas d'un régime de retraite supplémentaire.

Le Président-Directeur Général bénéficie des dispositifs de protection sociale (couvertures santé et prévoyance) mis en place par la Société au profit des dirigeants et cadres supérieurs non statutaires.

4.5.1.2 Rémunération des administrateurs

Fixation de la rémunération des administrateurs au titre de leur mandat

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale une somme fixe annuelle, soumise pour approbation au ministre chargé de l'Économie, à allouer aux administrateurs suivant les règles de répartition définies par le Conseil (voir « Rémunérations des administrateurs - Exercice 2024 et 2025 » ci-après).

Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.

En application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les rémunérations allouées, au titre de leur mandat, aux administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État, et ayant la qualité d'agent public de l'État, sont intégralement versées au budget de l'État.

Pour ceux qui n'ont pas la qualité d'agent public, un arrêté du ministre chargé de l'Économie et des Finances [1] précise que la Société verse au budget de l'État 15 % des rémunérations qui leur sont allouées au titre de leur mandat, les 85 % restants étant versés à l'administrateur.

Concernant le Représentant de l'État nommé en application de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, toute rémunération qu'il perçoit à raison de l'exercice de son mandat est versée au budget de l'État.

Rémunérations des administrateurs - Exercice 2024

Évolution apportée au système de rémunération des administrateurs par rapport à l'exercice 2023

Nouvelles modalités de rémunération

À compter du 1er janvier 2024, le système de rémunération des administrateurs a évolué vers un système de rémunération entièrement variable « à la séance », tenant compte de l'assiduité des administrateurs aux réunions du Conseil d'administration et de ses Comités et de leurs fonctions en tant que membre ou Président de Comité.

Simple et cohérent avec les pratiques de place, ce système s'inscrit dans les recommandations du Code AFEP-MEDEF qui préconisent une part variable prépondérante et une rémunération proportionnelle au nombre de réunions tenues traduisant ainsi l'investissement et la mobilisation des administrateurs.

Le dispositif antérieur (inchangé depuis l'exercice 2011) était fondé sur une répartition du montant de l'enveloppe annuelle de rémunération entre une part fixe (partagée de manière égale entre les administrateurs concernés) et une part variable (déterminée pour chaque administrateur concerné par application d'un coefficient variable selon le type de réunion et les fonctions de l'administrateur), représentant chacune la moitié de l'enveloppe.

L'Assemblée générale du 11 juin 2024, a fixé à 675 050 euros le montant de la somme fixe annuelle visée à l'article L.225-45 du Code de commerce à allouer aux membres du Conseil d'administration à titre de rémunération pour l'exercice 2024.

La répartition du montant de l'enveloppe est la suivante :

- les administrateurs sont rémunérés dans une limite de 596 050 euros selon le système de rémunération variable « à la séance » adopté par le Conseil d'administration du 10 juin 2024 ;
- les administrateurs membres du Groupe de travail sur le Projet d'entreprise du groupe EDF sont rémunérés à hauteur de 79 000 euros selon un montant forfaitaire par séance en fonction de leur qualité de membre ou de Président du Groupe de travail. Ce groupe de travail était composé de Bruno Crémel, Colette Lewiner, Claire Pedini, Christian Taxil et Alexis Zajdenweber. Le Conseil d'administration du 15 décembre 2023 a nommé Aurélie Frionnet membre de ce groupe de travail en remplacement de Christian Taxil.

Anciennes modalités de rémunération

Jusqu'au 31 décembre 2023, les modalités de répartition de l'enveloppe annuelle de rémunération des administrateurs, hors supplément éventuel de rémunération, régulièrement réexaminées par le Conseil d'administration, demeuraient inchangées depuis l'exercice 2011. Le montant de l'enveloppe annuelle se répartissait depuis lors entre une part fixe et une part variable, représentant chacune la moitié de l'enveloppe, réparties comme suit :

- la part fixe était partagée de manière égale entre les administrateurs concernés ; 50 % de la part fixe annuelle étaient versés au cours de l'exercice d'attribution et les 50 % restants au début de l'exercice suivant ;
- la répartition de la part variable entre les administrateurs était déterminée par application d'un coefficient variable selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence d'un administrateur à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité et un coefficient 2 pour la présidence d'un Comité. La part variable était divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient ; la part variable au titre d'un exercice était versée en totalité au début de l'exercice suivant.

Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été versée aux administrateurs au cours de l'exercice 2024, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L 233-16 du Code de commerce.

Rémunérations des administrateurs - Exercice 2025

Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance dont l'avis a été rendu en séance du 6 février 2025, et après en avoir délibéré, le Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a décidé de soumettre à l'assemblée générale qui sera convoquée pour approuver les comptes de l'exercice 2024 une enveloppe annuelle de 675 000 euros pour l'exercice 2025, au titre de la somme fixe annuelle à répartir entre les administrateurs en rémunération de leur mandat en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce et a confirmé les règles, applicables depuis l'exercice 2024, de répartition entre les administrateurs de cette somme fixe annuelle.

Il n'est prévu de verser aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération aux administrateurs au cours de l'exercice 2025, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

(1) Arrêté du 5 janvier 2018, modifiant l'arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014.

Tableau récapitulatif des rémunérations des administrateurs – Exercices 2023 et 2024 (montants bruts en euros)

Le tableau ci-dessous fait apparaître les montants bruts en euros des rémunérations attribuées et versées aux administrateurs au titre des exercices 2023 et 2024, conformément au système de rémunération applicable à chaque exercice, en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce.

	Montants attribués au titre de l'exercice 2024 et versés en juillet 2024 et février 2025	Montants attribués au titre de l'exercice 2023 et versés en août 2023 et février 2024
Montant global des rémunérations alloué par l'Assemblé générale d'EDF SA	675 050 [1]	550 000 [2]
Dont 100 % de part variable basée sur l'assiduité et les fonctions occupées par les administrateurs (membre ou Président de Comité)	*596 050* [3]	*n.a.*
Dont 50 % de part fixe et 50 % de part variable (application d'un coefficient variable selon le type de réunion et les fonctions occupées par les administrateurs (membre ou Président de Comité))	*n.a.*	*460 000* [4]
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*79 000* [5]	*90 000* [6]
Montant global des rémunérations effectivement attribué par EDF SA	615 550	550 000
Dont 100 % de part variable basée sur l'assiduité et les fonctions occupées par les administrateurs (membre ou Président de Comité)	536 550	*n.a.*
Dont 50 % de part fixe et 50 % de part variable (application d'un coefficient variable selon le type de réunion et les fonctions occupées par les administrateurs (membre ou Président de Comité))	*n.a.*	460 000
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*79 000* [5]	*90 000* [6]
Christophe Béguinet [7]	n.a.	n.a
Nathalie Collin	54 850	42 579
Bruno Crémel	77 150	70 609
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*34 000*	*30 000*
Gilles Denoyel	43 650	41 102
Anne-Marie Descôtes	29 800	36 177
Bruno Even [8]	19 700	*n.a.*
Aurélie Frionnet [7]	n.a.	n.a.
Delphine Geny-Stephann	44 000	39 624
Fabrice Guyon [7]	n.a.	n.a.
Gérald Lacoste [7]	n.a.	n.a.
Marie-Christine Lepetit	69 550	47 997
Colette Lewiner [9]	40 500	64 057
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*17 000*	*20 000*
Sandrine Lhenry [7]	n.a.	n.a.
Claire Pedini	72 200	43 564
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*16 000*	*n.a.*
Philippe Petitcolin	65 000	84 057
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*n.a.*	*40 000*
Cécile Pichot [7]	n.a.	n.a.
Luc Rémont [10]	n.a.	n.a.
Michèle Rousseau	49 000	42 087
Alexis Zajdenweber	50 150	38 147
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*12 000*	*n.a.*

(1) Le montant annuel des rémunérations à allouer aux membres du Conseil d'administration a été fixé à 675 050 euros par l'Assemblée générale du 11 juin 2024.

(2) Le montant annuel des rémunérations à allouer aux membres du Conseil d'administration a été fixé à 550 000 euros par l'Assemblée générale du 28 juin 2023.

(3) Les administrateurs sont rémunérés dans la limite d'un montant de 596 050 euros, en prenant en compte leur assiduité aux réunions du Conseil et des Comités ainsi que les fonctions qu'ils occupent (membre ou président de Comité), conformément aux règles adoptées par le Conseil d'administration du 10 juin 2024.

(4) La somme de 460 000 euros est répartie entre les administrateurs selon les règles de répartition définies par le Conseil d'administration depuis 2011 et comprenant une part fixe et une part variable, correspondant chacune à la moitié de la somme de 460 000 euros.

(5) Le montant annuel des rémunérations 2024 des administrateurs inclut un supplément de rémunération d'un montant total de 79 000 euros versés aux administrateurs membres du Groupe de travail sur le Projet d'entreprise du groupe EDF, (voir la section « Rémunérations des administrateurs – Exercice 2024 »).

(6) Le montant annuel des rémunérations 2023 des administrateurs inclut un supplément de rémunération d'un montant total de 90 000 euros alloués, conformément à la délibération du Conseil d'administration du 16 février 2023, aux administrateurs indépendants membres du Groupe de travail constitué par le Conseil dans le cadre du projet d'acquisition par EDF des activités nuclear steam power de General Electric et aux administrateurs indépendants ayant participé au Comité ad hoc constitué par le Conseil dans le cadre de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État en 2022 et clôturée en 2023. Ce supplément de rémunération a été réparti à hauteur de 30 000 euros pour les présidents du Groupe de travail et du Comité ad hoc et de 10 000 euros pour les administrateurs indépendants membres du Groupe de travail et du Comité ad hoc.

(7) Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.

(8) Bruno Even a été nommé administrateur, en remplacement de Madame Colette Lewiner, par l'Assemblée générale du 11 juin 2024.

(9) Colette Lewiner a démissionné de ses fonctions d'administratrice d'EDF en date du 11 juin 2024.

(10) Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.

4.5.2 Options de souscriptions ou d'achat d'actions - Actions gratuites

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions (actions de performance).

4.5.3 Ratios d'équité [1] et évolution des rémunérations 2020-2024

Le tableau ci-dessous présente l'évolution sur 5 ans du ratio entre le niveau de la rémunération du Président-Directeur Général et la rémunération moyenne sur une base équivalent temps plein de l'ensemble des salariés d'EDF (à l'exclusion de la rémunération du Président-Directeur Général), et du ratio entre le niveau de la rémunération totale du Président-Directeur Général et la rémunération médiane des salariés sur une base équivalent temps plein des salariés d'EDF (à l'exclusion de la rémunération du Président-Directeur Général), ainsi que l'évolution organique de l'EBITDA Groupe sur la même période.

	2024	2023	2022	2021	2020
Rémunération du Président-Directeur Général	450 000	450 000	455 059	453 660	453 660
Évolution de la rémunération du Président-Directeur Général [1]	0,0 %	0,0 % [2]	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Ratio d'équité/Rémunération moyenne [3]	5,7	5,8	6,3	6,6	6,6
Ratio d'équité/Rémunération médiane [3]	6,0	6,2	6,8	7,2	7,2
Évolution du salaire moyen [1] [4]	+2,2 %	+7,3 %	+5,8 %	-0,2 %	+2,87 %
Évolution du salaire médian [1] [4]	+2,7 %	+9,0 %	+6,2 %	-0,1 %	+3,54 %
Évolution organique de l'EBITDA Groupe [1]	-8,4 %	+903,4 %	-128,2 %	+11,3 %	- 2,70 %

(1) Évolution constatée en année N par rapport à l'année N-1.

(2) Évolution calculée sur la base de la rémunération fixe annuelle uniquement, soit 450 000 euros, Luc Rémont ne bénéficiant pas d'avantages en nature, contrairement à son prédécesseur.

(3) Les salaires des salariés d'EDF pris en compte comprennent le salaire fixe, la part variable, l'ensemble des primes, y compris celles liées au statut des IEG, ainsi que les éventuels avantages en nature.

(4) L'évolution significative du salaire moyen et du salaire médian constatée entre les exercices 2022 et 2023 est due à la mise en œuvre par EDF en 2023 de mesures salariales exceptionnelles dans un contexte marqué par la crise énergétique européenne et une inflation à un niveau historique.

Les salariés pris en compte pour le calcul des ratios ci-dessus sont l'ensemble des salariés équivalent temps plein de la société EDF en France, continûment présents sur l'année.

(1) Les ratios ont été établis conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.

5.

Performance financière et perspectives

5.1	**Examen de la situation financière et du résultat 2024**	**404**
5.1.1	Chiffres clés	404
5.1.2	Éléments de conjoncture	404
5.1.3	Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2024	410
5.1.4	Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements	416
5.1.5	Performance extra-financière	419
5.1.6	Perspectives financières	422
5.1.7	Gestion et contrôle des risques marchés	423
5.2	**Événements postérieurs à la clôture**	**429**
5.3	**Événements postérieurs à l'arrêté des comptes**	**429**
5.4	**Évolution des prix de marchés à fin février 2025**	**429**

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2024

5.1.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2024.

La très bonne performance opérationnelle se traduit par une forte hausse de la production nucléaire en France et de la production hydraulique en Europe. Les activités régulées et les renouvelables sont également en croissance. Néanmoins, l'EBE est en recul de 3,4 milliards d'euros dans un contexte de baisse des prix de marché.

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	118 690	139 715	(21 025)	-15,0	-15,7
EBE	36 523	39 927	(3 404)	-8,5	-8,4
Résultat d'exploitation	18 327	13 174	5 153	39,1	43,0
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	17 395	9 825	7 570	77,0	82,2
Résultat net part du Groupe	11 406	10 016	1 390	13,9	17,1
Résultat net courant [1]	15 233	18 481	(3 248)	-17,6	-15,8
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	14 651	17 851	(3 200)	-17,9	n.a.
Cash-flow Groupe [2]	3 868	9 581	(5 713)	-59,6	n.a.
Endettement financier net [3]	54 346	54 381	(35)	-0,1	n.a.

n.a. : non applicable

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir section « Résultat net courant »).

(2) Les produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie sont présentés désormais au sein du cash-flow groupe (pour un montant de 351 M€ au 31 décembre 2024 et 293 M€ au 31 décembre 2023). Ils étaient intégrés en 2023 dans les « Autres investissements financiers ». Les données comparatives ont été retraitées.

(3) L'endettement financier net est détaillé dans la section 4.1.

5.1.2 Éléments de conjoncture

5.1.2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité, des combustibles fossiles et du certificat d'émission de CO_2

5.1.2.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe [1]

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne 2024 en base (€/MWh)	57,7	85,9	108,5	70,2
Variation 2024/2023 des moyennes en base	(39,1)	(22,2)	(18,7)	(27,0)
Moyenne 2024 en pointe (€/MWh)	64,2	96,4	115,9	77,6
Variation 2024/2023 des moyennes en pointe	(45,4)	(23,8)	(21,2)	(31,7)

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2024/2023 sont calculées avec les valeurs exactes.

En France, le prix spot de l'électricité a été en baisse significative par rapport à son niveau de 2023 (-39,1 € /MWh en moyenne). Il a évolué entre -87,3 €/MWh et 284,2 €/MWh en 2024. Cette détente globale des prix spot repose sur les éléments d'équilibre offre-demande suivants [2] :

- Augmentation de la production d'électricité : la production électrique française a augmenté de 9 % par rapport à l'année dernière reposant principalement sur une augmentation de la production nucléaire (+13 % vs 2023) et une très bonne hydraulicité (+27 % vs 2023).
- Baisse des prix des commodités : -12 % pour l'indice spot PEG, l'indice de référence du gaz en France, en 2024 vs 2023.
- Demande atone : sur l'année 2024, la consommation non corrigée du climat et des effacements s'élève à 437,2 TWh (+0,9 TWh vs 2023). La demande française de 2024 reste ainsi, avec celle de 2023, la plus faible des vingt dernières années.

En conséquence,

- La production électrique associée à une consommation contenue a permis à la France d'être nette exportatrice tous les mois de l'année 2024 : le solde exportateur français a fortement progressé en 2024 grâce à une baisse des imports (-50 % vs 2023) et une hausse des exports (+35 % vs 2023), principalement en direction de la zone Core (comprenant 13 pays dont l'Allemagne et la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni). Avec 89 TWh d'exports nets d'électricité en 2024, la France a battu son record historique de 77 TWh datant de 2002.

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex ;
Royaume-Uni : cotation moyenne de la veille sur la bourse Nordpool ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME.

(2) Données issues du site ENTSO-E Transparency Platform

- L'année 2024 a été marquée par de nombreuses heures de prix spot négatifs ou nuls lors de production renouvelable importante dans un contexte d'une augmentation de la capacité installée d'énergies renouvelables, d'une très bonne hydraulicité associée à une demande atone. Plus précisément, l'année 2024 a connu 361 heures de prix spot négatifs contre 147 heures en 2023. Par ailleurs, les pays européens ont également subi une baisse des prix des commodités, entrainant la baisse des prix spot sur l'électricité partout en Europe sur l'année 2024.

5.1.2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe (1)

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2025 à terme en base sur l'année 2024 (€/MWh)	**76,7**	**94,1**	**108,0**	**85,0**
Variation 2024/2023 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	(86,0)	(50,0)	(40,2)	(43,9)
Prix à terme du contrat annuel 2025 en base au 27 décembre 2024 (€/MWh)	77,6	108,5	128,7	91,8
Moyenne du prix du contrat annuel 2025 à terme en pointe sur l'année 2024 (€/MWh)	**90,1**	**106,1**	**114,9**	**n.a.**
Variation 2024/2023 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	-147,6	-63,8	-52, 1	n.a.
Prix à terme du contrat annuel 2025 en pointe au 27 décembre 2024 (€/MWh)	87,7	120,7	135,2	n.a.

n.a. : non applicable

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2024/2023 sont calculées avec les valeurs exactes.

Les contrats annuels à terme de l'électricité pour livraison l'année suivante en base et en pointe ont baissé en moyenne par rapport à l'année dernière, dans tous les pays européens.

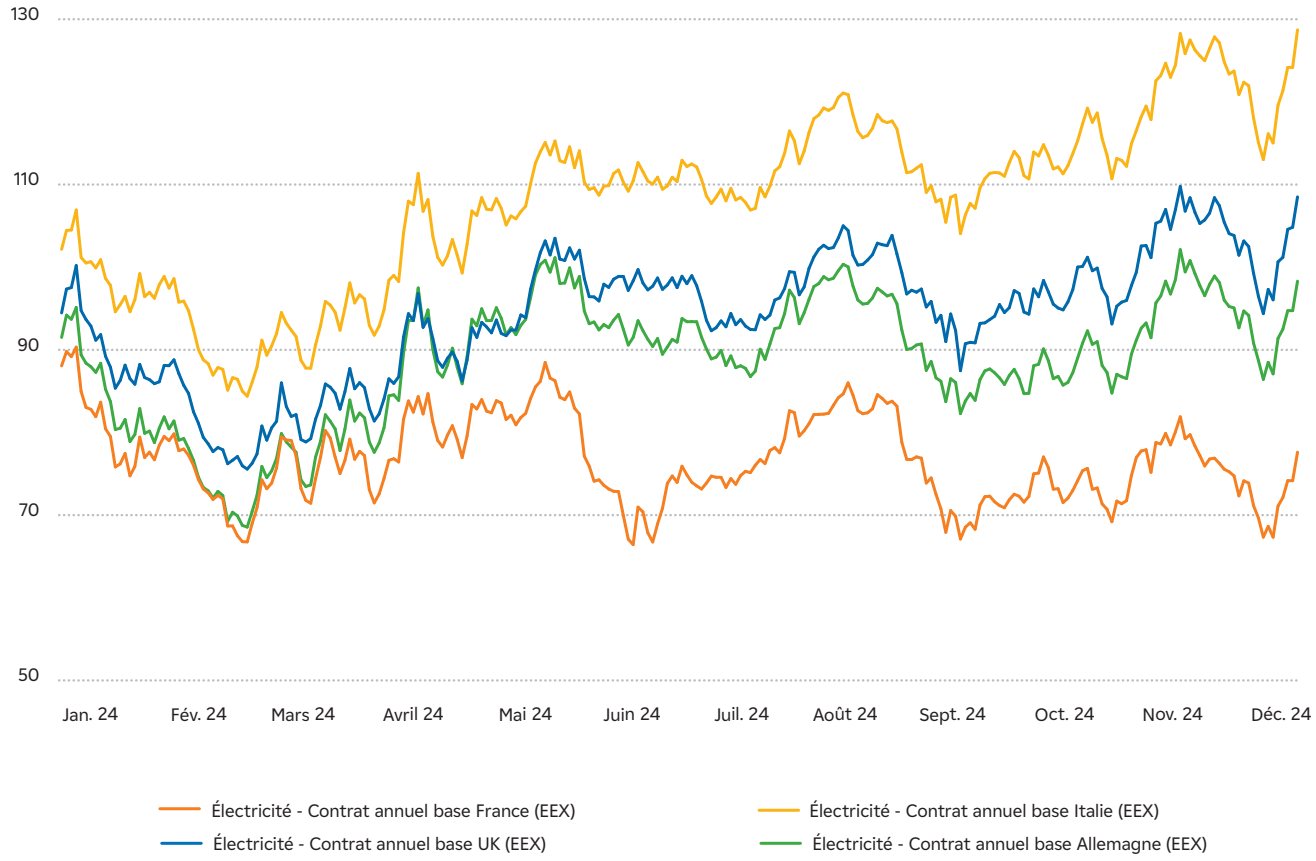
En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 76,7 €/MWh, en baisse de 86,0 €/MWh par rapport à l'année 2023. Il a évolué entre 66,4 €/MWh et 90,3 €/MWh et clôture l'année à 77,6 €/MWh. À titre de comparaison, le produit calendaire 2024 avait atteint son maximum sur 2023 de 243,7 €/MWh le 3 janvier, tandis que le produit 2025 a enregistré son maximum pour l'année 2024 à 90,3 €/MWh le 5 janvier.

Le produit pour livraison en 2025 a principalement suivi le recul des cours du gaz, du charbon et du CO_2 ainsi que le niveau de la demande, sans reprise de la consommation par rapport aux années pré-covid. La détente des prix de l'électricité à terme s'explique aussi par les prix spot révélés lors de l'année 2024, les acteurs de marchés intégrant progressivement leurs niveaux, bien en deçà de ceux de l'année 2023.

Par ailleurs, l'écart avec le prix calendaire allemand Y+1, marché européen le plus liquide, a évolué entre 0,8 €/MWh et -25,1 €/MWh. Alors que le prix français était presque toujours au-dessus du prix allemand en 2023, il est resté en dessous pratiquement tout au long de l'année 2024, intégrant là encore les niveaux de prix réalisés au spot, les prix spot français ayant été en moyenne inférieurs à ceux de nos voisins germaniques d'en moyenne 21,2 €/MWh en 2024.

(1) France, Italie, Belgique, Royaume-Uni : cotation EEX de l'année suivante.

ÉVOLUTION DES PRINCIPAUX CONTRATS À TERME EUROPÉENS D'ÉLECTRICITÉ EN BASE (N+1) EN €/MWH



5.1.2.1.3 Prix des combustibles fossiles et des certificats d'émission de CO_2 (1)

	Charbon (US$/t)	Pétrole (US$/bbl)	Gaz naturel (€/MWh)	EU ETS Déc année N (€/t)
Moyenne 2024	114,7	79,9	36,2	66,4
Variation 2024/2023 des moyennes annuelles	(11,6)	(2,3)	(14,4)	(19,1)
Plus haut sur l'année 2024	130,8	91,2	46,2	77,4
Plus bas sur l'année 2024	89,2	69,2	26,6	52,2
Prix au 31 décembre 2024	113,7	74,6	46,2 (le 27/12)	63,3 (le 16/12)
Prix au 29 décembre 2023	97,6	77,0	35,0 (le 27/12)	69,1 (le 18/12)

Le **prix du contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 36,2 €/MWh, en net recul par rapport à 2023 (- 28 % ou - 14,4 €/MWh vs 2023). Néanmoins, la dynamique a été globalement haussière durant l'année 2024 : le PEG 2025 a par ailleurs clôturé à 46,2 €/MWh, son niveau le plus haut sur l'année. Malgré une demande en baisse par rapport à 2023 (-6,1 %) liée à une sobriété pérenne et des stocks européens relativement hauts tout au long de l'année, les prix ont été soutenus par un contexte géopolitique tendu attisant les craintes des acteurs de marchés concernant l'approvisionnement européen et par une compétition pour le GNL accrue avec l'Asie.

Le prix du **charbon** pour livraison en année N+1 aux ports européens ARA (Amsterdam, Rotterdam et Antwerp) s'est établi en moyenne à 114,7 $/t, en recul par rapport à 2023 (-9 % ou -11,6 $/t vs 2023), et il clôture l'année 2024 à 113,7 $/t. Dans un contexte où les pays européens affichent des objectifs de sortie du charbon, la demande est restée faible en Europe.

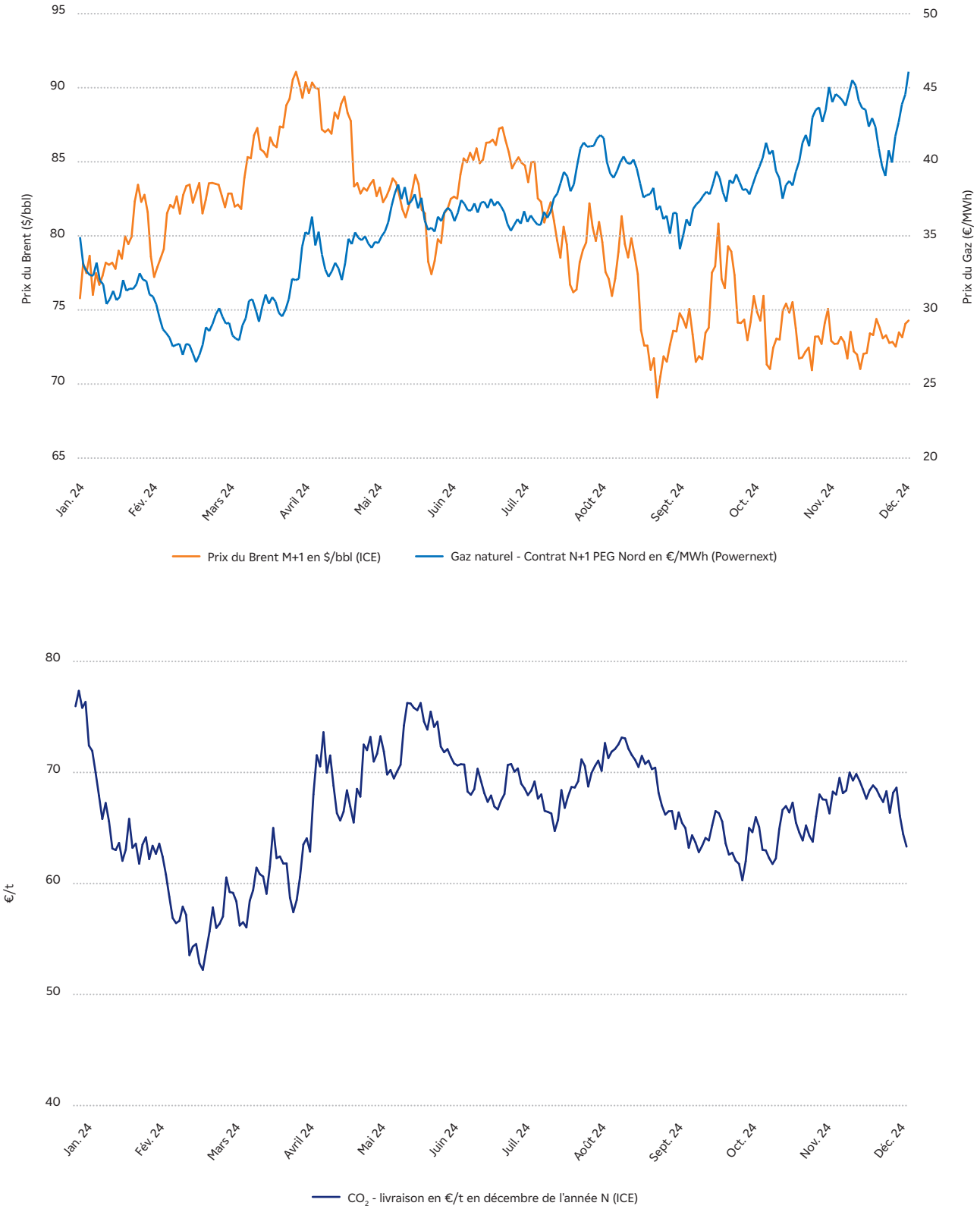
Ses variations ont principalement suivi celles du prix du gaz au cours de l'année, le cours trouvant du support dans la demande asiatique dont les importations ont notamment atteint des niveaux proches des records historiques durant l'été pour faire face aux vagues de chaleur. Ponctuellement, les coûts prévisionnels de production d'électricité au gaz et au charbon se sont rapprochés à l'été dans un contexte où le prix du charbon et du CO_2 baissait alors que le prix du gaz était à la hausse.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 79,9 $/bbl en 2024 (- 3 % ou - 2,3 $/bbl vs 2023). Le cours du Brent a été volatile en 2024, sans tendance claire. L'absence de signes tangibles de reprise de l'économie mondiale, en particulier en Chine, a pesé sur les prix, tandis que les cours ont été soutenus par les inquiétudes des marchés concernant l'offre, dans un contexte géopolitique tendu, notamment au Moyen-Orient, et par la stratégie de l'OPEP+ qui a volontairement limité sa production pour favoriser une hausse du cours.

(1) France, Italie, Belgique, Royaume-Uni : cotation EEX de l'année suivante.

Le prix du **certificat d'émission** pour livraison en décembre N s'est établi en moyenne à 66,4 €/t en 2024 (-22 %, soit -19,1 €/t vs 2023), s'échangeant dans une fourchette comprise entre 52,2 €/t et 77,4 €/t. La forte volatilité observée sur le marché, décorrélée des tendances des prix des commodités reflète un marché parfois spéculatif. À titre d'exemple, le résultat des élections européennes parlementaires en juin, qui a dévoilé le progrès de partis dont l'ambition climatique est moindre, a eu pour conséquence une baisse des prix du certificat d'émission. Celle-ci s'explique également par la moindre utilisation des actifs thermiques émetteurs de carbone cette année par rapport à 2023.

ÉVOLUTION DU PRIX GAZ NATUREL, DU PÉTROLE ET DES CERTIFICATS D'ÉMISSION DE CO_2



5.1.2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

5.1.2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

La **consommation d'électricité** en France continentale s'élève à 438,3 TWh en 2024 (données brutes). Elle est en hausse de 3,2 TWh. Cette variation s'explique par la présence d'une journée supplémentaire en février (+1,4 TWh), des températures globalement plus douces à la saison froide (principalement février) et moins chaudes l'été (-2,3 TWh), moins d'effacement (+0,2 TWh) et un surcroît de 3,9 TWh à rapprocher d'un léger essoufflement des comportements de sobriété ou d'un début d'électrification des usages.

La **consommation en gaz** en France continentale s'élève à 352,5 TWh en 2024 (données brutes). Elle baisse de 23,1 TWh (soit -6,1 %) par rapport à 2023.

5.1.2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni

La consommation d'**électricité au Royaume-Uni** a augmenté de 1 % par rapport à 2023, et la **consommation de gaz** de 3,9 % (données non corrigées de l'effet climat). Ces évolutions se sont inscrites dans un environnement de baisse des prix de l'énergie pour les consommateurs.

5.1.2.2.3 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2024, la **consommation d'électricité** en Italie s'est établie à 312,3 TWh, en hausse (+2,2 %) par rapport à 2023. Cette hausse s'explique par une reprise de la demande des consommateurs, notamment industriels, dans un contexte de baisse des prix de marché en raison d'une baisse des prix du gaz.

La **consommation de gaz naturel** en Italie est en baisse de 2,2 % par rapport à 2023, du fait de la baisse de la demande en gaz des centrales de production d'électricité suite à une meilleure hydraulicité.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, dans une délibération du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne hors taxes (HT) de 22,61 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 22,67 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2025. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 28 janvier 2025. Par ailleurs, un arrêté du 20 décembre 2024 a précisé les niveaux d'accises applicables à partir du 1er février 2025. Ces différentes évolutions ont conduit à une baisse moyenne toutes taxes comprises (TTC) de 15 % des tarifs bleus résidentiels et de 15,06 % des tarifs bleus non résidentiels.

Dans une délibération du 16 janvier 2025, la CRE a proposé les barèmes de prix des tarifs jaunes et verts applicables aux souscriptions pour des sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ces barèmes sont construits, comme pour les sites de puissances inférieures, par application de la méthode de construction "par empilement" des coûts, dont les principes sont décrits aux articles L. 337-6 et R. 337-19 du Code de l'énergie.

Au **Royaume-Uni**, le plafond des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz, suivant les variations des prix de marché, a été augmenté de 5 % au 1er janvier 2024 (1 928 £/an) puis a été réduit à deux reprises : de 12 % sur le deuxième trimestre 2024 (1 690 £/an) et de 8 % sur le troisième trimestre (1 568 £/an) pour un client résidentiel électricité et gaz (avec une consommation type). Une augmentation de 12 % a été constatée sur le dernier trimestre de l'année 2024 (1 717 £/an).

Ces niveaux de plafond sont bien inférieurs aux niveaux maximum (4 279 £/an) du 1er trimestre 2023.

En **Italie**, le prix moyen en 2024 du tarif d'électricité PUN TWA (*Single National Time Weighted Average*) s'est établi à un niveau de 108,4 €/MWh, en baisse de 14,9 % par rapport à 2023 (127,4 €/MWh). Cette réduction s'explique par une diminution des prix du gaz par rapport à 2023. Le prix du gaz spot a baissé de 14,3 % par rapport à 2023 pour s'établir à 38,4 c€/smc^3 (1) en raison d'une moindre tension sur les marchés internationaux.

L'autorité de régulation italienne (ARERA) a engagé la suppression progressive des tarifs réglementés pour les clients résidentiels et leur bascule vers des offres de marché.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France

5.1.2.4.1 Température en France

En 2024, la température moyenne s'est élevée à 13,3°C, soit 0,5°C de moins que le niveau de 2023 mais 0,6°C de plus que la normale. La période hivernale du début de l'année 2024 a été plus douce que celle de 2023 (en particulier en février : 9,1°C en 2024 vs 6,4°C en 2023), l'été moins chaud (20,3°C en 2024 vs 21,3°C en 2023), le printemps et le reste de l'année sensiblement plus frais.

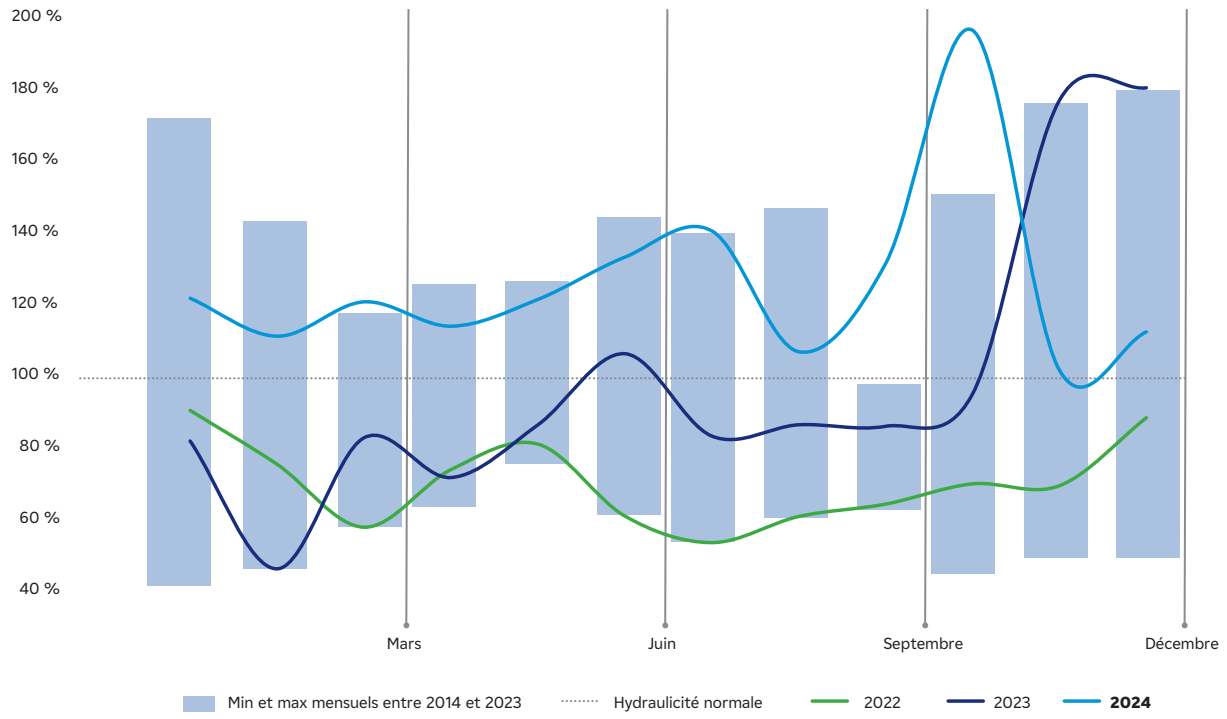
5.1.2.4.2 Pluviométrie, enneigement, hydraulicité en France

L'année 2024 a été marquée par une pluviométrie abondante contrastant avec la sècheresse des années 2023 et 2022. L'enneigement a été très déficitaire dans les Pyrénées sur l'ensemble de l'année 2024 mais tout le temps excédentaire dans les Alpes où il a atteint un maximum proche du quantile 90% autour du 2 avril.

Face aux cumuls de précipitations et au stock de neige élevé dans les Alpes, les apports hydrauliques de 2024 ont été excédentaires tous les mois de l'année par rapport à la moyenne historique (2). L'indice d'hydraulicité 2024 s'élève à 1,26 sur le périmètre EDF contre 0,98 en 2023 et 0,71 en 2022. Dans ces conditions, le taux de remplissage des stocks hydrauliques a atteint 68,8 % à fin décembre 2024, soit 5,8 points de plus que la moyenne historique (2).

(1) 1 c€/smc^3 = 1 €/MWh.
(2) Période de 1986 à 2023

HYDRAULICITÉ D'EDF EN FRANCE
(Période de 1986 à 2023)



5.1.2.4.3 Événements climatiques en France et action du Groupe

En 2024, les aléas climatiques ont été nombreux sur le territoire français (cyclones, inondations, tempêtes…). Le groupe EDF continue de démontrer son engagement face aux aléas climatiques en mobilisant des ressources humaines et matérielles conséquentes.

Par exemple, lors du passage du cyclone Chido qui a frappé l'archipel de Mayotte en décembre dernier, EDF a apporté son soutien à Électricité de Mayotte (EDM). La Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN), spécialisée dans la gestion de crise, a été activée pour fournir des moyens logistiques, incluant l'installation de deux bases vie. De plus, la Force d'Intervention Rapide de l'Électricité (FIRE) d'Enedis a été déployée pour renforcer les efforts sur le terrain.

De même, lors de la tempête Caetano qui a touché la France métropolitaine, le réseau de distribution électrique a dû faire face à des aléas climatiques provoquant des chutes d'arbres et de branches sur les câbles. Enedis a immédiatement mobilisé ses salariés et ses prestataires pour intervenir. Les renforts de la FIRE ont été mis à disposition des régions les plus touchées dès que les conditions de circulation l'ont permis, démontrant une fois de plus la réactivité et l'engagement du groupe EDF face aux crises climatiques.

Lorsque le cyclone Belal a touché La Réunion, avec des vents violents causant des dégâts importants au réseau électrique, des moyens significatifs ont là aussi été mobilisés : 200 techniciens, 50 véhicules, 6 hélicoptères, ainsi que la FIRE Enedis et SEI, avec des renforts d'Enedis et d'EDF Corse.

5.1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2024

Le chiffre d'affaires et l'EBE sont analysés par segment (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Industrie et Services, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	2024	2023
Chiffre d'affaires	**118 690**	**139 715**
Achats de combustible et d'énergie	(54 217)	(80 989)
Autres consommations externes [1]	(10 798)	(10 493)
Charges de personnel	(16 916)	(15 470)
Impôts et taxes	(4 142)	(4 064)
Autres produits et charges opérationnels	3 906	11 228
EBE	**36 523**	**39 927**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	443	363
Dotations aux amortissements	(11 970)	(11 161)
(Pertes de valeur)/reprises	(1 835)	(13 011)
Autres produits et charges d'exploitation	(4 834)	(2 944)
Résultat d'exploitation	**18 327**	**13 174**
Coût de l'endettement financier brut	(4 094)	(3 830)
Effet de l'actualisation	(3 190)	(3 988)
Autres produits et charges financiers	6 352	4 469
Résultat financier	**(932)**	**(3 349)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**17 395**	**9 825**
Impôts sur les résultats	(4 887)	(2 470)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	(683)	257
Résultat net des activités en cours de cession	29	-
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**11 854**	**7 612**
Dont Résultat net - part du Groupe	**11 406**	**10 016**
Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**448**	**(2 404)**

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

5.1.3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 118 690 millions d'euros en 2024, en baisse de 21 025 millions d'euros (-15 %) par rapport à 2023. Hors effets de change (545 millions d'euros) et hors effets de périmètre (318 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique (-15,7 %.)

5.1.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires par segment

La ventilation du chiffre d'affaires est présentée aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments.

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation [1]	50 966	64 244	(13 278)	-20,7	-20,7
France - Activités régulées [2]	20 071	19 413	658	3,4	3,4
EDF Renouvelables	2 154	2 031	123	6,1	6,3
Dalkia	6 018	6 395	(377)	-5,9	-5,4
Industrie et services [3]	5 173	4 066	1 107	27,2	18,0
Royaume-Uni	17 498	21 132	(3 634)	-17,2	-19,8
Italie	15 223	17 787	(2 564)	-14,4	-14,4
Autre international	4 596	5 583	(987)	-17,7	-17,2
Autres métiers	4 848	7 677	(2 829)	-36,9	-36,8
Éliminations inter-segments	(7 857)	(8 613)	756	-8,8	-8,8
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**118 690**	**139 715**	**(21 025)**	**-15,0**	**-15,7**

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie, de services et de conseil.

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE).

(3) Industrie et Services : incluant désormais les entités Framatome et Arabelle Solutions, consolidée depuis le 31 mai 2024.

5.

France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 50 966 millions d'euros, en baisse organique de 13 278 millions d'euros (-20,7 %).

Sur l'activité de commercialisation, le chiffre d'affaires facturé aux clients finals est en baisse de (7 409) millions d'euros du fait de l'évolution des prix. Le chiffre d'affaires relatif aux clients en offre de marché diminue, du fait de la baisse des prix marchés, tandis que le chiffre d'affaires relatif aux clients aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) augmente du fait de tarifs plus élevés en janvier 2024 comparés à janvier 2023 (hausse de 20 % HT au 1er février 2023 puis 10 % au 1er août 2023), accompagnés d'une stabilité des tarifs HT de février à décembre par rapport à 2023 (hausse de 0,2 % au 1er février 2024). Par ailleurs, le dispositif de bouclier tarifaire instauré fin 2022 par l'État a pris fin au 1er février 2024 pour l'électricité et au 1er juillet 2023 pour le gaz. Seuls les dispositifs de compensation au titre des amortisseurs et sur-amortisseurs ont été maintenus. Ainsi, la compensation relative à ces dispositifs s'est élevée sur 2024 à 1 563 millions d'euros, en baisse de (12 337) millions d'euros par rapport à l'année dernière. Ces produits liés aux compensations sont comptabilisés en Autres Produits et Charges Opérationnels (impact en EBE). Au total, la baisse des revenus du portefeuille client est de (19 686) millions d'euros.

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en baisse de (4 967) millions d'euros, en raison d'une baisse des prix marquée entre 2023 et 2024. À noter que l'effet en EBE est neutre du fait du mécanisme de compensation des produits et charges liés aux obligations d'achat dans le cadre du dispositif de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE).

Les ventes de capacité aux enchères ont un impact négatif de 404 millions d'euros, conséquence de la baisse des prix observée sur les enchères de garanties de capacité sur les années de livraison futures, traduisant une anticipation d'un équilibre offre-demande moins tendu sur les prochaines années.

Les ventes de gaz ont un impact négatif de 180 millions d'euros, porté par la baisse des prix, partiellement compensée par des volumes vendus plus importants.

Enfin, les filiales des activités d'agrégation voient leur chiffre d'affaires baisser de 463 millions d'euros, baisse portée par la diminution des prix marché (impact limité sur l'EBE).

Bilan électrique

En France, la hausse de 41,3 TWh de la production nucléaire à 361,7 TWh, conformément à la réestimation publiée le 11 décembre 2024, reflète la meilleure disponibilité du parc.

La hausse de 11,8 TWh de la production hydraulique brute en France [1] à 50,6 TWh s'explique par de meilleures conditions hydrauliques (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France »).

Les centrales thermiques ont été moins sollicitées en 2024 (2,7 TWh contre 6,7 TWh en 2023).

Les volumes vendus aux clients finals sont en baisse de -3,9 TWh (hors effets du climat et de période). Cette diminution est partiellement compensée par une consommation unitaire en hausse de 1,0 TWh par rapport à 2023. L'impact du climat est estimé à -1,3 TWh, porté par une année 2024 plus douce que l'année 2023, en particulier sur le premier semestre.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 82,1 TWh : il était également vendeur net en 2023 à hauteur de 29,3 TWh.

France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 20 071 millions d'euros, en hausse organique de 658 millions d'euros (+3,4 %) par rapport à 2023.

Cette hausse est portée par l'augmentation du chiffre d'affaires d'Enedis [2] de 747 millions d'euros, en lien avec l'indexation du TURPE 6 (+4,81 % HT au 1er novembre 2024, soit +698 millions d'euros).

(1) Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 42,9 TWh en 2024 (33,0 TWh en 2023).

(2) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires **d'EDF Renouvelables** s'élève à 2 154 millions d'euros, en hausse organique de 127 millions d'euros (+6,2 %) par rapport à 2023 portée par la production des parcs en exploitation. La production s'élève à 25 TWh à fin décembre 2024, en hausse de 9,8 % par rapport à décembre 2023. L'impact positif des mises en services réalisées en 2023 et 2024 est atténué par des conditions de vent et d'ensoleillement moins favorables et la baisse des prix.

Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 6 018 millions d'euros, en baisse organique de 347 millions d'euros (-5,4 %) par rapport à 2023. Cette évolution est principalement liée à la baisse de 23 % du prix du moyen du gaz ainsi qu'aux ventes ponctuelles d'actifs de production en 2023 sans équivalent en 2024.

Industrie et services

Le segment **Industrie et services** intègre les activités du sous-groupe Framatome et les activités nucléaires d'Arabelle Solutions, entrée dans le périmètre du Groupe en mai 2024.

Le chiffre d'affaires de **Framatome à ses bornes** s'élève à 4 667 millions d'euros, en hausse organique de 480 millions d'euros (+11,8 %) par rapport à 2023 du fait de la montée en puissance des Projets nouveaux nucléaires en France et au Royaume-Uni et d'une accélération des livraisons de combustible aux USA et en Europe.

Le chiffre d'affaires de **Arabelle Solutions à ses bornes** s'élève à 506 millions d'euros pour les 7 mois depuis son entrée dans le périmètre du groupe EDF.

Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 17 498 millions d'euros, en baisse organique de 4 194 millions d'euros (-19,8 %) par rapport à 2023.

Cette évolution s'explique principalement par l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente électricité et gaz aux clients depuis un an.

Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 15 223 millions d'euros, en baisse organique de (2 554) millions d'euros (-14,4 %) par rapport à 2023, dans un contexte général de baisse des prix de marché.

Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, au Brésil et en Asie (Vietnam et Laos). Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 4 596 millions d'euros, en baisse organique de (962) millions d'euros (-17,2 %) par rapport à 2023.

En Belgique [1], le chiffre d'affaires est en baisse organique de (967) millions d'euros (-20,9 %) par rapport à 2023. Cette évolution résulte de la baisse des prix de vente de l'électricité et du gaz.

Au Brésil, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 39 millions d'euros (+5,8 %), en raison d'un taux d'appel de la centrale plus important qu'en 2023 du fait d'un niveau d'hydraulicité faible au Brésil.

Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent essentiellement EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 4 848 millions d'euros, en baisse organique de (2 827) millions d'euros (-36,8 %) par rapport à 2023.

- Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 2 709 millions d'euros, en baisse organique de (1 074) millions d'euros (-28,4 %) par rapport à 2023. Cette évolution s'explique par une baisse des prix de marché de gros du gaz et des volumes livrés au terminal de Dunkerque.
- Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 1 908 millions d'euros, en baisse organique de (1 757) millions d'euros (-47,9 %) par rapport à 2023 dans un contexte de moindre volatilité et de baisse de prix comparé à 2023. Ce résultat est supérieur à ceux des années 2021 et précédentes, traduisant la performance d'EDF Trading.

5.1.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une baisse organique de (3 354) millions d'euros, soit -8,4 %. Cette évolution s'explique principalement par une diminution sur les secteurs **France - Activités de production et commercialisation** ((3 727) millions d'euros), **Autres métiers** ((1 269) millions d'euros) et **Royaume-Uni** ((595) millions d'euros), a contrario, une croissance sur le secteur **France - Activités régulées** (1 869 millions d'euros) et **EDF Renouvelables** (456 millions d'euros).

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**118 690**	**139 715**	**(21 025)**	**-15,0**	**-15,7**
Achats de combustible et d'énergie	(54 217)	(80 989)	26 772	-33,1	-33,5
Autres consommations externes	(10 798)	(10 493)	(305)	2,9	0,5
Charges de personnel	(16 916)	(15 470)	(1 446)	9,3	7,6
Impôts et taxes	(4 142)	(4 064)	(78)	1,9	1,7
Autres produits et charges opérationnels	3 906	11 228	(7 322)	-65,2	-64,9
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**36 523**	**39 927**	**(3 404)**	**-8,5**	**-8,4**

5.1.3.2.1 Analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 54 217 millions d'euros en 2024, en baisse organique de (27 104) millions d'euros (-33,5 %) par rapport à 2023.

  Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de (17 201) millions d'euros en raison de la baisse des prix de marché et des volumes d'achats d'énergie dans un contexte de hausse de la production nucléaire et hydraulique,

  Sur le segment **France - Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de (1 447) millions d'euros, portée par la diminution des prix relatifs aux achats de pertes.

  En **Italie**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de (2 441) millions d'euros en raison notamment de la baisse des prix et des volumes des achats de gaz,

  Au **Royaume-Uni**, la baisse organique des achats de combustible et d'énergie de (3 628) millions d'euros (-25,4 %) est principalement liée à l'impact de la baisse des prix de marché.

(1) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 10 798 millions d'euros, en hausse organique de 48 millions d'euros (+0,5 %) par rapport à 2023. Cette variation est portée essentiellement le segment **France - Activités de production et commercialisation, avec une augmentation de** 41 millions d'euros, soit +1,4 % par rapport à 2023, reflétant notamment les achats liés au développement des activités de service et de maintenance nucléaire.
- L**es charges de personnel du Groupe** s'établissent à 16 916 millions d'euros, en hausse organique de 1 171 millions d'euros (+7,6 %) en lien avec les augmentations salariales dans un contexte inflationniste, et avec la croissance des effectifs, portée principalement par les activités nucléaires.
- L**es impôts et taxes** s'élèvent à 4 142 millions d'euros, en hausse organique de 68 millions d'euros (+1,7 %) par rapport à 2023.

  Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation,** la hausse organique de 141 millions d'euros (+6,8 %) est principalement due à la hausse des taux de la taxe foncière et de la Contribution Économique et Territoriale,

  Au **Royaume-Uni**, les impôts et taxes sont en hausse organique de 90 millions d'euros (+17,1 %) en lien principalement avec la taxe Electricity Generation Levy sur les revenus de la production nucléaire en augmentation du fait de prix du nucléaire réalisés plus élevés qu'en 2023.
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 3 906 millions d'euros, en baisse organique de 7 283 millions d'euros (-64,9 %) par rapport à 2023, portée essentiellement sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, qui enregistre une baisse organique de 7 804 millions d'euros. Celle-ci est essentiellement liée à la baisse de la CSPE, conséquence de la fin du dispositif de bouclier tarifaire à compter de février 2024. **EDF Renouvelables** connait, pour sa part, une hausse organique de 430 millions d'euros (+140,1 %) principalement liée à des opérations de cessions aux USA et d'échange d'actifs au Brésil.

5.1.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	20 950	24 677	(3 727)	-15,1	-15,1
France - Activités régulées	5 576	3 707	1 869	50,4	50,4
EDF Renouvelables	1 387	932	455	48,8	48,9
Dalkia	425	407	18	4,4	4,7
Industrie et services [1]	118	255	(137)	-53,7	-1,6
Royaume-Uni	3 485	3 967	(482)	-12,2	-15,0
Italie	1 762	1 855	(93)	-5,0	-4,1
Autre international	835	872	(37)	-4,2	-3,1
Autres métiers	1 985	3 255	(1 270)	-39,0	-39,0
EBE GROUPE	**36 523**	**39 927**	**(3 404)**	**-8,5**	**-8,4**

(1) Industrie et Services : incluant désormais les entités Framatome et Arabelle Solutions, consolidée depuis le 31 mai 2024.

France - Activités de production et commercialisation

L'EBE diminue de 3 727 millions d'euros (-15,1 %) entre 2024 et 2023. La baisse des prix de vente aux clients finals, de moindres achats d'énergie à un prix moindre ainsi que les achats/ventes sur les marchés sont les principales raisons de cette diminution. Cet impact "prix" est compensé par un niveau de production en hausse, à la fois sur le nucléaire (+41,3 TWh) et sur la production hydraulique (+9,9 TWh après déduction de la consommation du pompage). Ces hausses ont un effet favorable de 3 121 millions d'euros au titre de la production nucléaire, et 863 millions d'euros pour la production hydraulique.

France - Activités régulées [1]

La hausse de l'EBE s'explique essentiellement par une variation positive de marge brute acheminement pour +1 823 millions d'euros, en lien avec la baisse des prix de l'énergie sur les achats de pertes et la hausse des recettes portée par l'évolution du TURPE 6.

EDF Renouvelables

La croissance de l'EBE est principalement localisée sur les opérations de « Développement-Vente d'Actifs Structurés » avec notamment des opérations significatives aux États-Unis et au Brésil. L'EBE production progresse grâce à la hausse des volumes produits de 9,8 % provenant des mises en service de parcs réalisées en 2023 et 2024 malgré des conditions de vent et d'ensoleillement moins favorables en France et des prix de marché en baisse.

Dalkia

L'augmentation de l'EBE de Dalkia s'explique par la performance des activités commerciales en France dans les services d'efficacité énergétique et les activités de décarbonation. En revanche, les ventes d'électricité des installations de cogénération sont en recul par rapport à 2023.

Industrie et services

Le segment Industrie et services intègre les activités du sous-groupe Framatome et les activités nucléaires d'Arabelle Solutions.

L'EBE de **Framatome à ses bornes**, s'établit à 629 millions d'euros, en hausse organique de +35 millions d'euros (+5,9 %). Cette croissance est liée à la montée en puissance des Projets Nouveau Nucléaire en France et au Royaume-Uni, couplée à une accélération des ventes de combustibles aux États-Unis.

L'EBE contributif Groupe de **Framatome**, s'élève à 242 millions d'euros : malgré un meilleur niveau des ventes de combustibles aux États-Unis, cet EBE est quasiment stable vs décembre 2023, du fait d'une part plus importante des résultats liés aux projets internes au groupe EDF relatifs au nouveau nucléaire en France et au Royaume-Uni, ainsi que des coûts R&D.

L'EBE d'**Arabelle Solutions** s'élève à (120) millions d'euros pour les 7 mois depuis son entrée dans le périmètre du groupe EDF.

(1) Activités régulées comprenant Enedis, ÉS et les activités insulaires.

Royaume-Uni

Le recul de l'EBE s'explique en particulier par une baisse des marges dans les segments des clients résidentiels et petites entreprises, ainsi que l'impact des baisses de prix de marché. En effet, le premier semestre 2023 avait bénéficié d'un recouvrement exceptionnel d'une partie des coûts supportés lors de la crise de l'énergie.

La performance opérationnelle a été solide avec une production nucléaire stable à 37,3 TWh malgré des arrêts fortuits plus importants que l'an passé. L'optimisation des arrêts planifiés et des prix nucléaires réalisés plus élevés ont permis de compenser l'impact de ces arrêts fortuits.

Italie

La baisse de l'EBE s'explique en particulier dans les activités gaz par une baisse des marges du portefeuille de contrats d'approvisionnement.

Dans les activités de production d'électricité, malgré la baisse des prix, les conditions d'hydraulicité exceptionnelles permettent une hausse de la production, ce qui contribue positivement en EBE. En revanche, la contribution de la production thermique à l'EBE est impactée négativement par la baisse des prix.

Dans les activités de commercialisation, les marges sont en amélioration dans les ventes d'électricité et de gaz.

Autre international

Au Brésil, l'EBE est en légère baisse du fait d'un effet change défavorable et de la revalorisation du prix à la baisse du *Power Purchase Agreement* attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en novembre 2023. Ce dernier a pris fin en novembre 2024, ouvrant une période *merchant* et la participation à de nouveaux appels d'offre.

Autres métiers

La hausse de l'EBE des **activités gazières** (275 millions d'euros en 2024, soit +341 millions d'euros vs 2023) s'explique par de meilleures marges dans les activités de stockage et, dans une moindre mesure, par de meilleures marges dans l'activité de gestion des actifs GNL, malgré une baisse de l'activité du terminal de Dunkerque.

L'EBE d'**EDF Trading** traduit la bonne performance de cette entité qui est toutefois en baisse dans un contexte de recul des prix et des volatilités sur les marchés de gros.

5.1.3.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 18 327 millions d'euros en 2024, en hausse de 5 153 millions d'euros et en hausse organique de 5 664 millions d'euros.

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**36 523**	**39 927**	**(3 404)**	**-8,5**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	443	363	80	22,0
Dotations aux amortissements *	(11 970)	(11 161)	(809)	7,2
(Pertes de valeur) / reprises	(1 835)	(13 011)	11 176	-85,9
Autres produits et charges d'exploitation	(4 834)	(2 944)	(1 890)	64,2
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**18 327**	**13 174**	**5 153**	**39,1**

** Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.*

5.1.3.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* augmentent de 80 millions d'euros dans un contexte de normalisation des prix et de la volatilité des marchés de commodités.

5.1.3.3.2 Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées en 2024 s'élèvent à 1 835 millions d'euros et portent principalement sur :

- les actifs en cours de construction du projet Hinkley Point C (HPC) pour 1 116 millions d'euros, en lien avec la mise à jour des hypothèses de taux d'actualisation, d'inflation et de change. Cette dépréciation est réversible en cas d'indice d'augmentation significative de la valeur de l'actif autre que l'effet du passage du temps sur les cash flows actualisés ;
- les actifs du projet de développement de petit réacteur modulaire de Nuward (Small Modular reactors) pour 230 millions d'euros, en lien avec la nouvelle orientation du projet basée sur un nouveau design s'appuyant sur des briques technologiques éprouvées et plus en adéquation avec les conditions de marché ;
- des projets d'EDF Renouvelables aux États-Unis, en Chine, au Royaume-Uni, pour un montant total de 157 millions d'euros.

Les principes et les résultats des tests de perte de valeur sont présentés en note 10.7 « Pertes de valeur / reprises » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

5.1.3.3.3 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation correspondent à une charge nette de 4 834 millions d'euros en 2024. La hausse de 1 890 millions d'euros par rapport à 2023 est principalement due, sur le segment **France - Activités de production et commercialisation** à la hausse des provisions nucléaires. Le changement de stratégie industrielle pour l'entreposage des combustibles usés et la réestimation des coûts du site d'entreposage de CIGEO ont conduit à une dotation complémentaire de 3 978 millions d'euros en 2024, alors qu'en 2023, la renégociation du contrat ATR 24-26 avec Orano avait conduit à une dotation de 1 073 millions d'euros sans équivalent en 2024.

5.1.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(4 094)	(3 830)	(264)	6,9
Effet de l'actualisation	(3 190)	(3 988)	798	-20,0
Autres produits et charges financiers	6 352	4 469	1 883	42,1
RÉSULTAT FINANCIER	**(932)**	**(3 349)**	**2 417**	**-72,2**

Le résultat financier représente une charge de (932) millions d'euros en 2024, en amélioration de 2 417 millions d'euros par rapport à 2023 en raison de :

- la bonne performance du portefeuille des actifs dédiés avec un rendement de 10,8 % (vs 10,2 % en 2023), permise par l'évolution favorable des marchés financiers, et en particulier des marchés actions en 2024, qui se traduit par une amélioration des autres produits et charges financières de 1 883 millions d'euros (avec un impact cash limité) ;
- une baisse de la charge de désactualisation de 798 millions d'euros, principalement liée à la hausse de 0,10 % du taux réel d'actualisation des provisions nucléaires en France en 2024. Il était resté stable en 2023 (sans impact cash) ;
- la gestion active de la dette, dans un contexte de taux d'intérêt élevés, qui a permis de stabiliser le coût de l'endettement financier brut à 264 millions d'euros.

Le résultat financier courant s'établit à (3 709) millions d'euros, en hausse de 1 865 millions d'euros. Il est retraité des éléments non récurrents, dont en particulier la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédiés.

5.1.3.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (4 887) millions d'euros au 31 décembre 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 % (contre une charge de (2 470) millions d'euros en 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13 %).

La variation de (2 417) millions d'euros par rapport à 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 7 570 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt théorique supplémentaire de (1 955) millions d'euros.

La variation de la charge d'impôt de 2024 est également affectée par la dépréciation d'impôts différés actifs aux États-Unis, pour 183 millions d'euros, alors que le Groupe avait, à l'inverse, reconnu en 2023 un actif d'impôt différé de 1 060 millions d'euros au titre de l'intégralité du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %). L'exercice 2023 avait, de plus, été marqué par l'effet défavorable de pertes de valeur au Royaume-Uni, dont une quote-part significative était fiscalement non déductible, sans équivalent en 2024.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, certaines provisions nucléaires et les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 26,48 % au 31 décembre 2024 contre un taux de 20,6 % au 31 décembre 2023.

5.1.3.6 Résultat net

Le **résultat net courant** s'élève à 15 233 millions d'euros. La baisse de 3 248 millions d'euros reflète notamment la diminution de l'EBE et la hausse de la charge d'impôt limitée par une amélioration du résultat financier sur l'année 2024.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 11 406 millions d'euros, en augmentation de 1 390 millions d'euros. Malgré la dégradation du résultat net courant induite par la baisse de l'EBE, l'amélioration du résultat net part du Groupe s'explique notamment par les éléments après impôt suivants :

- une dépréciation de la valeur du projet Hinkley Point C pour 782 millions d'euros en 2024, en raison de la révision des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation. En 2023, la valeur du projet et du goodwill d'EDF Energy avait fait l'objet d'une dépréciation à hauteur de 7 927 millions d'euros après l'annonce du délai et des coûts supplémentaires faite en janvier 2024 ;
- une dépréciation au titre du projet éolien en mer Atlantic Shores aux États-Unis pour 934 millions d'euros [(1)], au sein de la quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ;
- la nouvelle estimation des coûts prévisionnels d'entreposage des combustibles usés en France pour 2 376 millions d'euros et une réévaluation des coûts du site d'entreposage de CIGEO pour 575 millions d'euros ;
- la variation de juste valeur des instruments financiers et les dépréciations de prêts actionnaires, notamment relatifs au projet de Neart na Gaoithe (NNG), pour 306 millions d'euros.

(1) Comprend pour l'essentiel une dépréciation des titres ainsi qu'une provision.

5.1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**36 523**	**39 927**	**(3 404)**	**-8,5**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 522)	3 939	(5 461)	-138,6
EBE Cash	**35 001**	**43 866**	**(8 865)**	**-20,2**
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 452)	(7 785)	6 333	-81,3
Investissements nets [1]	(22 402)	(19 100)	(3 302)	17,3
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	53	(53)	106	-200,0
Cash-flow généré par les opérations [2]	**11 200**	**16 928**	**(5 728)**	**-33,8**
Cessions d'actifs	9	80	(71)	-88,8
Impôt sur le résultat payé	(3 384)	(3 695)	311	-8,4
Frais financiers nets de produits financiers [2]	(2 362)	(2 241)	(121)	5,4
Actifs dédiés	(344)	(378)	34	-9,0
Dividendes versés en numéraire	(1 252)	(1 113)	(139)	12,5
Cash-flow Groupe	**3 868**	**9 581**	**(5 713)**	**-59,6**
Émissions TSDI	1 728	1 377	351	25,5
Rachats TSDI	(3 742)	(1 369)	(2 373)	173,3
Autres variations monétaires	(523)	(365)	(158)	43,3
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**1 332**	**9 224**	**(7 892)**	**-85,6**
Effet de la variation de change	(240)	(162)	(78)	48,1
Autres variations non monétaires	(1 057)	1 057	(2 114)	-200,0
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	**35**	**10 119**	**(10 084)**	**-99,7**
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession				
Endettement financier net ouverture	**54 381**	**64 500**	**(10 119)**	**-15,7**
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**54 346**	**54 381**	**(35)**	**-0,1**

(1) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe.

(2) Les produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie sont présentés désormais au sein du cash-flow Groupe (pour un montant de 351 M€ au 31 décembre 2024 et 293 M€ au 31 décembre 2023). Ils étaient intégrés en 2023 dans les "Autres investissements financiers". Les données comparatives ont été retraitées.

5.1.4.1 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net atteint 54,3 milliards d'euros, stable par rapport à fin 2023. L'impact favorable du cash-flow positif est compensé par les émissions et remboursements d'hybrides, ainsi que par l'annonce du remboursement de l'obligation hybride émise en janvier 2013 pour un montant nominal de 1,25 milliard d'euros et du remplacement de son *equity content* par l'augmentation de capital résultant de la conversion des Océane en 2023 [1].

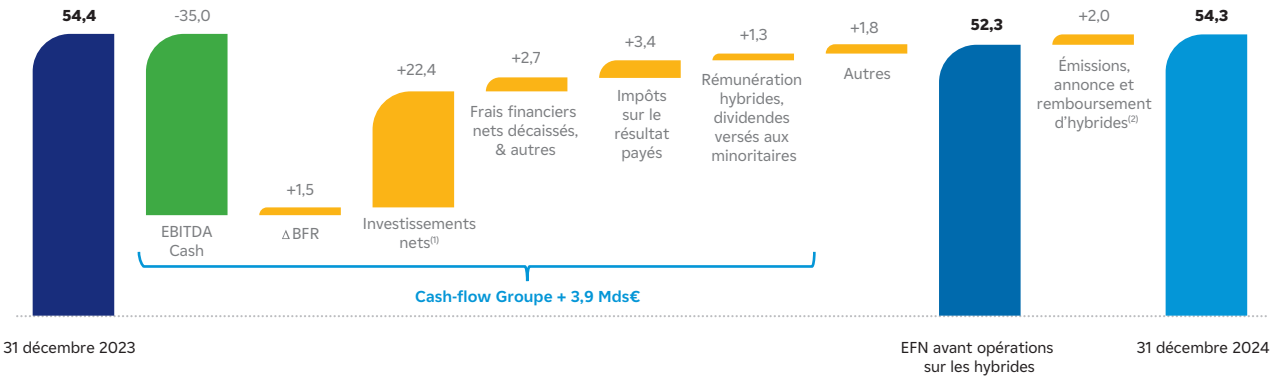
Les émissions obligataires réalisées en 2024 pour un montant de 6 672 millions d'euros, la baisse du niveau de la dette court terme et les remboursements anticipés de prêts bancaires permettent un allongement de la maturité de la dette financière à 13 ans à fin décembre 2024 (vs 11 ans à fin 2023) et la maîtrise du coût du financement dans un contexte de taux élevés.

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	81 801	86 647	(4 846)	-5,6
Dérivés de couvertures des dettes	(1 872)	(1 379)	(493)	35,8
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 597)	(10 775)	3 178	-29,5
Titres de dettes et de capitaux propres- actifs liquides	(17 997)	(20 077)	2 080	-10,4
Dérivés macro- couverture sur titres de dettes liquides	11	(35)	46	-131,4
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**54 346**	**54 381**	**(35)**	**-0,1**

(1) Cf. communiqué de presse du 18 décembre 2024. L'annonce du remboursement des titres subordonnés à dure indéterminée entraine un reclassement de l'instrument des capitaux propres, en autres dettes financières au 31 décembre 2024.

VARIATION DE L'ENDETTEMENT NET ENTRE LE 31 DÉCEMBRE 2023 ET LE 31 DÉCEMBRE 2024

En milliards d'euros



(1) Investissements nets hors cessions Groupe.
(2) L'annonce du remboursement le 18.12.2024 de l'obligation hybride émise en janvier 2013 pour un montant total de 1,25 Md€ entraine son reclassement en autres dettes financières.

5.1.4.2 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'établit à 3,9 milliards d'euros versus 9,6 milliards d'euros en 2023. Il s'explique par un EBE cash de 35,0 milliards d'euros dû à une bonne performance opérationnelle malgré la baisse des prix de marché.

Le besoin en fonds de roulement augmente de 1,5 milliard d'euros dont :

- (2,8) milliards d'euros liés au déficit de compensation de la CSPE à fin 2024 avec des charges nettes de (6,9) milliards d'euros partiellement compensé par les versements de l'état pour +4 milliards d'euros ;
- +2,3 milliards d'euros liés à la baisse des prix sur les créances notamment sur le marché d'affaire ;
- (0,8) milliard d'euros de baisse du niveau de créances affacturées en 2024 ;
- (0,4) milliard d'euros liés à hausse des créances acheminements corrélativement à l'indexation tarifaire du 1er novembre 2024 et (0,2) milliard d'euros liés à la diminution des dettes d'achats de pertes suite à la baisse des prix de l'électricité.

Ce cash-flow permet de financer des investissements nets de 22,4 milliards d'euros, en hausse de 3,3 milliards d'euros en raison notamment des projets de nouveau nucléaire, dont Hinkley Point C, du développement et du renforcement des réseaux et de la maintenance du parc nucléaire, ainsi que des opérations de croissance externe dont l'acquisition de Arabelle Solutions le 31 mai 2024.

5.1.4.2.1 Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions) s'élèvent à 22 402 millions d'euros, en hausse de 3 302 millions d'euros par rapport à 2023.

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	8 471	6 566	1 905	29
France - Activités régulées	5 582	5 025	557	11
EDF Renouvelables	1 797	1 759	38	2
Dalkia	391	297	94	32
Industrie et Services	511	386	125	32
Royaume-Uni	5 013	4 088	925	23
Italie	612	632	(20)	-3
Autre international	429	292	137	47
Autres métiers	(404)	55	(459)	n.a.
INVESTISSEMENTS NETS	**22 402**	**19 100**	**3 302**	**17**

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en hausse de 1 905 millions d'euros, principalement du fait de l'acquisition des activités nucléaires d'Arabelle Solutions, du rachat des parts d'Assystem dans Framatome, de la montée en puissance du projet EPR 2 et de l'augmentation sur le parc existant (Grand carénage, révisions majeures et visites périodiques).

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** sont en augmentation de 557 millions d'euros en raison notamment de l'augmentation des travaux de raccordements et de renforcement du réseau.

Au **Royaume-Uni,** la hausse des investissements nets de 925 millions d'euros traduit la montée en puissance du chantier Hinkley Point C.

L'augmentation de 125 millions d'euros des investissements nets dans le segment **Industrie & Services** est essentiellement liée aux investissements nécessaires pour EPR 2.

La hausse des investissements nets du segment **Autre International** de 137 millions d'euros est notamment liée à de nouveaux développements en Asie Pacifique.

Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** et de l'**Italie** sont stables. En Italie, la hausse dans les activités renouvelables est compensée par la baisse dans les activités de services énergétiques et dans le thermique avec la mise en service de Marghera et Presenzano.

L'augmentation de capital de 500 millions d'euros des actionnaires minoritaires dans EDF Investissements Groupe, destinée à financer HPC génère une ressource minorant les investissements dans le segment **Autres métiers**.

5.1.4.2.2 Actifs dédiés

Conformément à la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme (voir section 7.1 « Informations générales concernant la Société » du Document d'enregistrement universel 2023).

Les flux nets sur actifs dédiés s'élèvent à 344 millions en 2024. Ils correspondent :

- aux réinvestissements des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006.

À fin 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 104,7 %. Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

5.1.4.2.3 Dividendes versés en numéraire

En 2024, EDF a décaissé 1 250 millions d'euros :

- 582 millions d'euros envers les porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée,
- 668 millions d'euros de dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires.

5.1.4.3 Autres variations non monétaires

L'effet de change a un impact défavorable de (240) millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, effet principalement lié à l'appréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro [(1)].

Les **autres variations non monétaires** s'établissent à (1 057) millions d'euros à fin 2024 contre 1 057 millions à fin 2023. Elles sont principalement constituées des nouveaux contrats de location (IFRS 16). En 2023, elles comprenaient la conversion en action des obligations OCEANE par l'État français.

(1) Appréciation de 4,81 de la livre sterling face à l'euro : 1,2060 €/£ au 31 décembre 2024 et 1,1507 €/£ au 31 décembre 2023 ; Appréciation de 6,36 % du dollar américain face à l'euro : 0,9626 €/$ au 31 décembre 2024 et 0,9050 €/$ au 31 décembre 2023.

5.1.5 *Performance extra-financière*

Les objectifs RSE du groupe EDF s'inscrivent dans le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et dans la raison d'être du Groupe: EDF s'engage à bâtir le système électrique bas carbone de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste.

5.1.5.1 L'Environnement

Avec 94 % de sa production d'électricité décarbonée en 2024, le groupe EDF est aujourd'hui le premier producteur mondial d'électricité bas carbone [1] et poursuit son ambition de contribuer à la neutralité carbone à l'horizon 2050.

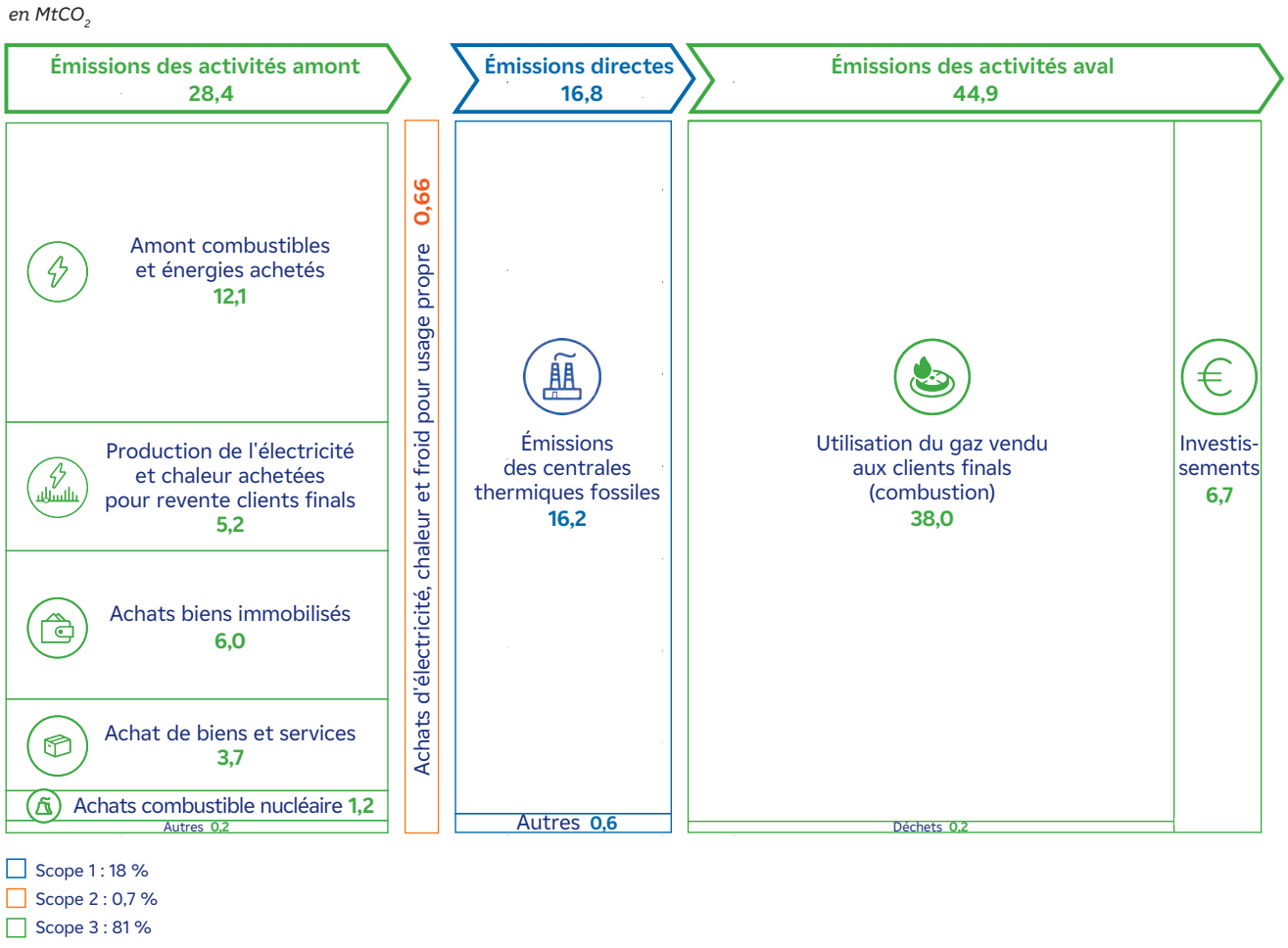
Émission carbone du Groupe

Les émissions directes (Scope 1) continuent leur baisse, -11% entre 2023 et 2024 ou -2,1 MtCO2e, et atteignent 16,8 $MtCO_2e$ en 2024. Cette diminution est principalement attribuable à la moindre utilisation des centrales thermiques fonctionnant au charbon, au fioul et au gaz, qui ont vu leur production électrique baisser de 10 TWh (-23 %) dans un contexte de stabilité de la consommation électrique et de très bonne disponibilité des moyens de production bas carbone, notamment ceux d'EDF (production électrique nucléaire et renouvelable). La conversion au bioliquide de la production insulaire (centrale de Port-Est à La Réunion) et la poursuite de la décarbonation de la production de chaleur ont également contribué à cette baisse. Cette nouvelle diminution des émissions directes par rapport à l'année précédente s'inscrit dans une tendance à la baisse depuis 2017 (-15 %) [2].

Les émissions comptabilisées du Scope 2, qui représentent 0,7 % du bilan Carbone du Groupe, augmentent de 0,4 MtCO2e entre 2024 et 2023, notamment en raison de l'augmentation de la consommation d'électricité et de chaleur dans certaines géographies du Groupe.

Les émissions du Scope 3 augmentent de 1 % en 2024 (+0,9 $MtCO_2e$) principalement du fait de la hausse des émissions associées aux ventes de gaz aux clients finals (+2,6 $MtCO_2e$, soit +7 %) et de la hausse des achats de biens (+0,8 $MtCO_2e$, 8 %). Les émissions liées aux investissements minoritaires baissent de -0,3 $MtCO_2e$ (-5 %), en raison notamment de la baisse de la production fossile au Chili. Les émissions des achats de gaz et d'électricité pour revente aux clients finals conjuguées aux émissions des investissements minoritaires représentent 81 % des émissions de Scope 3.

L'ensemble de ces éléments contribue à une baisse du bilan carbone du groupe EDF en 2024 de 0,9 $MtCO_2e$, qui atteint un total de 90,7 $MtCO_2e$.



(1) Source : Enerdata, World ranking of zero direct CO_2 emissions producers.
(2) TCAC (taux de croissance annuel composé).

Intensité carbone

En 2024, l'intensité carbone [1] produite par le groupe EDF s'établit à 30 gCO_2/kWh. Elle est l'une des plus faibles au monde et environ sept fois inférieure à la moyenne des *utilities* européennes (210 gCO_2/kWh [2]). Au-delà de l'effet de la baisse des émissions directes, l'évolution de l'intensité carbone, -19 % par rapport à 2023, reflète la hausse de la production bas carbone du Groupe en 2024. L'ensemble des filières du Groupe y contribuent : +11 % pour le nucléaire, +30 % pour l'hydraulique et +7 % pour l'éolien et le solaire.

Indicateur groupe EDF	Réalisé 2024	Réalisé 2023
Intensité carbone (gCO_2/kWh)	30	37

Émissions évitées

EDF propose des solutions et promeut les leviers de décarbonation auprès de ses clients, contribuant ainsi à la décarbonation de l'économie, EDF s'est fixé un objectif d'éviter 30 millions de tonnes d'émissions de CO_2 à l'horizon 2030, et 45 millions de tonnes d'ici 2035, grâce à la vente des produits et services innovants.

	2024	2023	2022
Émissions évitées (Mt CO_2)	13,4	12,4	11,4

L'indicateur émissions évitées couvre les activités suivantes, exercées par EDF SA, Dalkia, Luminus, EDF Energy, et Edison : développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; production photovoltaïque (installations vendues aux clients et autoconsommation, à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles, vente de biométhane aux véhicules légers, hydrogène. L'indicateur correspond à l'écart entre les émissions du produit/service vendu et les émissions d'un scénario de référence fixé pour chaque produit/service. Il est calculé en incluant les émissions directes et indirectes de l'analyse du cycle de vie sur une base annuelle.

5.1.5.2 Social

Santé-sécurité

La santé et la sécurité sont indissociables chaque jour des activités du groupe EDF. EDF continue à enregistrer des accidents mortels liés à l'activité professionnelle, conduisant à affirmer comme une priorité absolue la nécessité d'éradiquer ces évènements grâce en particulier à un renforcement de l'application des 10 règles vitales [3] du Groupe portant sur les principaux risques métiers (électrique, levage, travail en hauteur, risque routier...).

Après l'année 2020 très atypique, la valeur du LTIR [4] (*Lost Time Incident Rate*) global s'inscrit dans une baisse régulière depuis 2019, illustrant l'amélioration portée par le déploiement des démarches de prévention pour les salariés et les prestataires.

Indicateur	Périmètre	2024	2023	Progression
LTIR	Salariés+Prestataires	1,6	1,7	5,4%

Mixité

Conscient de sa responsabilité dans le développement de l'égalité, du respect de la diversité et des valeurs d'inclusion, le Groupe EDF s'engage, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations et à soutenir la parentalité.

La diversité, et notamment la mixité, des populations dirigeantes et futures dirigeantes sont des leviers essentiels de la transformation du Groupe. Ainsi, au-delà des échéances de la loi Rixain en France, le groupe EDF s'est donné pour objectif d'atteindre 40 % de femmes parmi l'ensemble des dirigeants du Groupe, y compris l'ensemble de ses filiales à l'étranger. Cette cible est particulièrement ambitieuse en termes de temporalité, en particulier pour un groupe industriel qui ne dispose pas à court terme d'un vivier suffisant pour atteindre rapidement 40 % de femmes au niveau des Dirigeants. Les nombreuses actions en faveur de la mixité permettent cependant d'augmenter progressivement le pourcentage de femmes dans l'entreprise.

Au 31 décembre 2024, EDF compte 26,7 % de femmes parmi les dirigeants de l'entreprise (contre 24 % à fin 2023) témoignant d'une progression de la mixité des dirigeants au sein du Groupe.

(1) L'intensité carbone est un ratio calculé entre les émissions Scope 1 (Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie, ACV, des moyens de production et des combustibles) du Groupe des centrales de production d'électricité et de chaleur et leurs productions associées.

(2) Source : Valeur 2023, EU-27, Agence européenne de l'environnement, *Greenhouse gaz emission intensity of electricity generation in Europe*, octobre 2024.

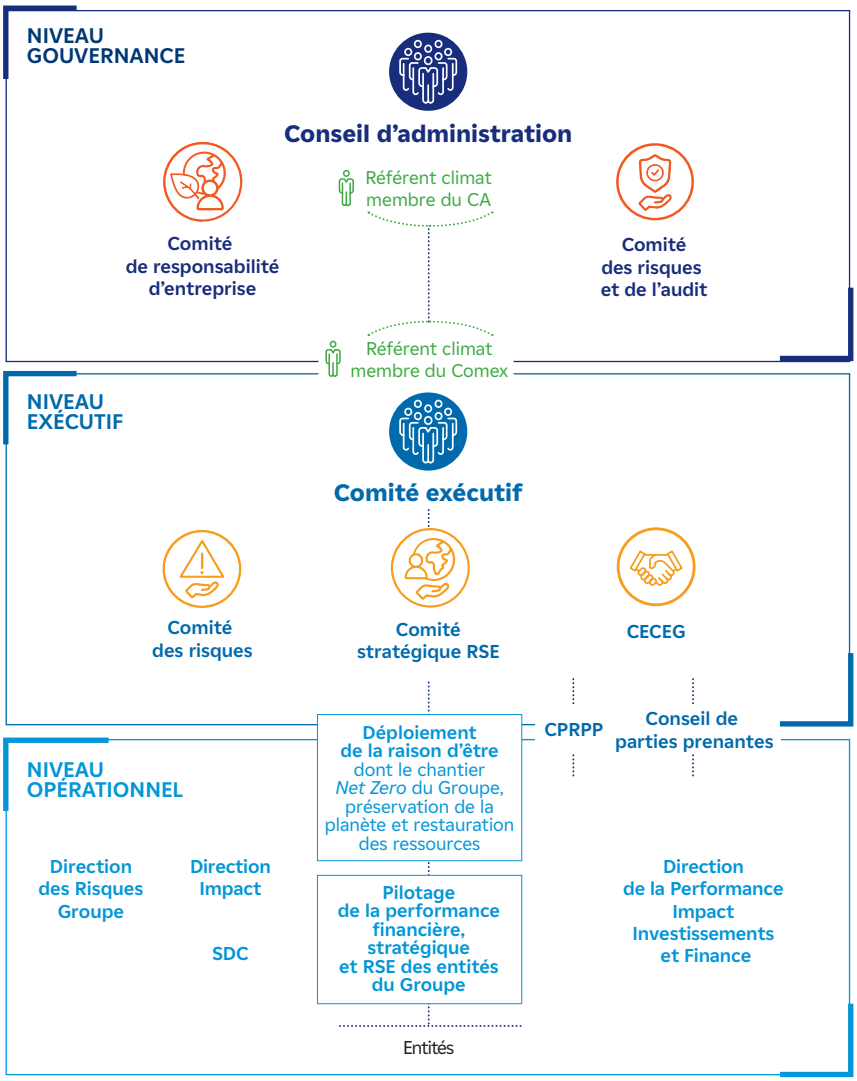
(3) https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/bien-etre-et-solidarite/sante-et-securite/10-regles-vitales

(4) *Lost Time Incident Rate* (LTIR) : le taux de fréquence global du LTIR du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle (salaries et prestataires, quel que soit le niveau de sous-traitance y compris cotraitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenu au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. Il se calcule en multipliant le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle conduisant à un arrêt de travail par un million et rapporté au nombre d'heures travaillées salariés.

5.1.5.3 La Gouvernance

Gouvernance des enjeux climat et nature

Afin d'assurer la prise en compte des enjeux liés au climat et à la nature, une gouvernance spécifique pour ces enjeux a été mise en place au travers de différents comités et instances décrits dans le schéma ci-contre.



Spécifique à la gouvernance climat

Le Conseil d'administration (CA)
définit les orientations stratégiques, financières et économiques en prenant en compte les enjeux climat et nature du Groupe.
Le CA s'est doté d'un référent climat.

Le Comité exécutif (Comex)
met en œuvre la stratégie climat et nature du Groupe.
Le Comex s'est doté d'un référent climat.

Le Comité stratégique RSE (CSRSE)
présidé par le Président Directeur-Général d'EDF, il assure le pilotage des stratégies climat et nature et de tout autre sujet en lien avec les 12 engagements RSE du Groupe.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG)
autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe en lien avec la raison d'être et les engagements RSE, dont climat et nature.

Le Comité des risques
identifie les risques prioritaires du Groupe, dont les risques climatiques et liés à la nature, et partage sa stratégie de traitement.

Le Conseil de parties prenantes
fait remonter les attentes de la société civile, notamment les attentes liées à la préservation des ressources naturelles.

Le Comité de pilotage des relations avec les pouvoirs publics (CPRPP)
coordonne les actions de portage des positions du Groupe auprès des autorités françaises et européennes.

Le *Sustainable development committee* (SDC)
représente tous les métiers du Groupe et prépare les dossiers présentés en Comité stratégique RSE.

Déploiement de la raison d'être et chantiers stratégiques
intégration des engagements RSE, dont le climat et la nature dans l'ensemble des politiques Groupe.

Pilotage de la performance financière, stratégique et RSE des entités
intégration dans la nouvelle politique RSE et dans les lettres de cadrage des entités des critères climat et nature.

En particulier, le Comité de responsabilité d'entreprise examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité sociale et environnementale. Il examine notamment la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique.

Le Comité de responsabilité d'entreprise s'est réuni à 4 reprises en 2024 et a traité par exemple du Plan de vigilance 2023 du groupe EDF, de la Mixité et égalité professionnelle, de la Prévention santé & sécurité, de l'état des lieux sur la Raison d'être et des Achats responsables et durables. En 2024, le Comité de responsabilité d'entreprise s'est également réuni conjointement avec le Comité des risques et de l'audit à 3 reprises sur les questions de durabilité. Ont notamment été traités les sujets relatifs à la formation des administrateurs sur les sujets de durabilité, la nomination des commissaires aux comptes en charge de la mission de certification des informations consolidées en matière de durabilité, le processus de double matérialité et le processus d'établissement des cibles ESG.

5.1.5.4 Notations extra-financières

Le groupe EDF est noté par des agences de notation ESG et des gestionnaires de fonds durables, qui évaluent les entreprises sur leurs politiques et leurs résultats en matière de développement durable, selon des méthodologies sectorielles qui leur sont propres.

PRINCIPALES COALITIONS INTERNATIONALES D'EDF

EV 100 by THE CLIMATE GROUP — act4nature international — WE MEAN BUSINESS — United Nations Global Compact

* *Moyenne sectorielle.*
** *Note ESG de Moody's obtenue en 2024 valable 2 ans.*

La trajectoire carbone du Groupe, a été validée comme compatible avec un scénario de réchauffement de 1,5 °C par Moody's en février 2024.

5.1.6 Perspectives financières

Perspectives 2025

EBE attendu en recul dans un contexte de baisse des prix de marché.

Production nucléaire en France, y compris Flamanville 3, estimée à **350-370 TWh** en 2025, 2026 et 2027.

Objectifs 2027 (1)

Endettement financier net / EBE : ≤ **2,5x**

Dette économique ajustée / EBE ajusté (2) : ≤ **4x**

(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2025 et d'une hypothèse de production nucléaire en France y compris Flamanville 3 de 350-370 TWh en 2025, 2026 et 2027.

(2) Ratio à méthodologie S&P constante.

5.1.7 Gestion et contrôle des risques marchés

5.1.7.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion tel qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI), rattaché à la Direction des Risques Groupe, est responsable de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du cadre stratégique de gestion financière. Il assure un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA pour lequel il produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques. Il a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis qui a son propre dispositif) ainsi que sur les activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

5.1.7.1.1 Gestion du risque de liquidité

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes. Sur l'année 2024, le Groupe a ainsi réalisé plusieurs émissions obligataires dans six devises pour un équivalent d'environ 6,7 milliards d'euros, une émission d'obligations hybrides (perpétuelles super-subordonnées) pour un équivalent de 1,7 milliard d'euros.

Sur cette période, le groupe EDF a racheté une partie de ses deux obligations super-subordonnées à durée indéterminée de dates de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026 et le 29 janvier 2026 pour un montant équivalent à 1,2 milliard d'euros, tandis que 2,9 milliards d'euros équivalents de dette senior sont arrivés à maturité sur l'année.

Le Groupe a conclu en 2024 des lignes de crédit bilatérales de maturités 3 et 5 ans pour un total de 6,5 milliards d'euros équivalents, ainsi qu'une ligne de crédit de 500 millions d'euros auprès de la BEI de maturité 10 ans. Ces lignes de crédit sont intégralement tirées.

EDF a remboursé de façon anticipée une partie de ses prêts bancaires en 2024, pour un équivalent de 12,4 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2024, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris intérêts) se présentent comme suit[1] :

(en millions d'euros)	Dettes	Swaps de taux[1]	Swaps de change[1]	Garanties données sur emprunts
< 1 an	15 909	(13)	(415)	73
1 à 5 ans	33 364	(281)	(1 479)	617
> 5 ans	88 638	(14)	(3 906)	505
TOTAL	**137 911**	**(308)**	**(5 800)**	**1 195**
dont remboursement du nominal	*81 802*			
dont charges d'intérêts	*56 109*			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent les positions actives et passives.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées : ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe. Il propose aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées : le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, NEU CP (*Negotiable EUropean Commercial Paper*) et US CP (*US Commercial Paper*). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 12 milliards d'euros pour le programme NEU CP et de 10 milliards de dollars pour les US CP. Le Groupe a également accès à des ressources moyen terme dans le cadre d'un programme NEU MTN (*Negotiable European Medium Term Notes*) dont le plafond est de 2 milliards d'euros (dont 500 millions d'euros de NEU MTN « vert ») ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 31 décembre 2024, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 2 981 millions d'euros de NEU CP et 10 millions de dollars en US CP.

EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir :

- les marchés euros via son programme EMTN (plafond actuel à 50 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling ;
- les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samouraï) et francs suisses.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2024 s'établit à 13,0 ans contre 11,0 ans au 31 décembre 2023.

(1) Valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 31 décembre 2024.

Au 31 décembre 2024, EDF SA dispose d'un montant global de 13 688 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 6 milliards d'euros indexé sur des indicateurs ESG d'une maturité jusqu'en novembre 2029. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2024 ;
- les lignes bilatérales représentent 7 688 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en août 2029.

Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de sécurité.

Les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement ont été tirées intégralement par EDF SA au 31 décembre 2024 pour un montant cumulé de 3 175 millions d'euros.

Edison dispose en outre d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 70 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Plusieurs niveaux de poches de liquidité (1 mois à 6 mois) sont suivis au pas hebdomadaire par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements pour offrir à la fois une perspective à court terme et une approche adaptée aux risques de besoins de liquidité (notamment liés aux appels de marge) en prenant en compte les différents financements disponibles.

5.1.7.1.2 Notation financière

Au 31 décembre 2024, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont détaillées ci-dessous. Le 6 juin 2024, Standard & Poor's a revu les perspectives de « stable » à « positif ».

La notation du Groupe est susceptible d'être affectée en particulier, par les « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe » et le « Risque d'accès à la liquidité ».

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
	Standard & Poor's	BBB avec perspective positive	A-2
	Moody's	Baa1 avec perspective stable	P-2
EDF	Fitch Ratings	BBB+ avec perspective négative	F2
EDF Trading	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n.a.
	Standard & Poor's	BB- avec perspective positive	B
	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n.a.
EDF Energy	Fitch Ratings	BBB- avec perspective stable	n.a.
	Standard & Poor's	BBB avec perspective positive	A-2
Edison	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n.a.

n.a. : non applicable.

5.1.7.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et les taux de rentabilité interne (TRI) des projets.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon les devises. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2024, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2024 par devise et après couverture, se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture [1]	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	43 014	22 327	65 341	80%
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	22 841	(21 543)	1 298	2%
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 580	1 843	12 423	15%
Emprunts libellés dans d'autres devises	5 367	(2 627)	2 740	3%
TOTAL DES EMPRUNTS	**81 802**		**81 802**	**100%**

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2024.

(en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	65 341		65 341
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	1 298	130	1 428
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	12 423	1 242	13 665
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 740	274	3 014
TOTAL DES EMPRUNTS	**81 802**	**1 646**	**83 448**

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

STRUCTURE ET SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe et le risque de perte de change, en capitaux propres au 31 décembre 2024.

(en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	3 958	1 750	191	2 017	1 941	194
CHF (Suisse)	17	-	8	9	10	1
PLN (Pologne)	308	-	153	155	36	4
GBP (Royaume-Uni)	21 393	6 584	3 701	11 108	13 396	1 340
BRL (Brésil)	2 203	-	-	2 203	343	34
CNY (Chine)	7 666	-	4 267	3 399	448	45

Les actifs nets indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie, aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2024.

5.1.7.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes sur les actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2024, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 52 % à taux fixe et 48 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 390 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2024 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,85 % à fin décembre 2024.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	68 608	(25 766)	42 842	-
À taux variable	13 194	25 766	38 960	390
TOTAL DES EMPRUNTS	**81 802**		**81 802**	**390**

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN), les Titres de Créances Négociables (TCN) et les dépôts court terme à taux variables détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

(en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	2 101	(210)	1 891

Le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel, qui sont actualisés avec des taux qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements.

5.1.7.1.5 Gestion du risque actions

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA et d'EDF Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF SA sont investis à hauteur de 33 % en actions fin décembre 2024, soit un montant de 3,4 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2024, le fonds de pension à prestations définies de EDF Energy, nommé EDF Group (EDFG) a augmenté son allocation aux actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) passant à une exposition de 8,9 % à fin 2024 (4,9 % à fin 2023), ce qui représente désormais un montant de 483 millions de livres sterling.

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est détaillée dans la section suivante relative au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA.

5.1.7.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006, codifiée au sein du code de l'environnement (articles L594-1 à 14) et ses textes d'application ont défini les provisions non liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires – CSEN et Comité des risques et de l'audit).

Le Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF dans le cadre d'une politique de sécurisation du financement des charges nucléaires, conformément à la réglementation. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée en juin 2024 pour réduire légèrement la part d'immobilier et augmenter celle de l'infrastructure et du *private equity*. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 29 %, 41 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non) et de trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par EDF Gestion et par EDF Invest.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle [1] repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements.

Au 31 décembre 2024, la valeur globale du portefeuille s'élève à 40 320 millions d'euros, contre 36 885 millions d'euros à fin décembre 2023. L'évolution des actifs dédiés en 2024, ainsi que leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable, sont décrites en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

COMPOSITION ANALYTIQUE ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Composition analytique	Valeur de réalisation	Performance 2024	Composition analytique	Valeur de réalisation	Performance 2023
Actifs de rendement	23,5%	9 485	4,6%	23,4%	8 657	2,9%
Actifs de croissance	41,3%	16 633	21,0%	38,1%	14 036	17,5%
Actifs de taux	35,2%	14 202	4,5%	38,5%	14 192	7,9%
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**100,0%**	**40 320**	**10,8%**	**100,0%**	**36 885**	**10,2%**

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur les actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

Au 31 décembre 2024 la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 15 934 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 12,37 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 11,36 % à fin 2023. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 31 décembre 2024, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 971 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, la sensibilité des obligations cotées (13 182 millions d'euros) s'établit à 5,16, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 680 millions d'euros. La sensibilité était de 5,34 à fin décembre 2023.

Appréciation du taux de rendement prévisionnel des actifs dédiés

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la duration des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires au 31 décembre 2024 à 4,5 % (voir note 15.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 6,1 % au 31 décembre 2024.

5.1.7.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le Groupe EDF est exposé au risque de contrepartie sur ses activités opérationnelles et financières. Ce risque est géré de manière active. Il est supervisé par une gouvernance décrite dans l'une des politiques d'entreprise du Groupe. Cette politique prévoit notamment la consolidation des expositions du Groupe, assurée par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements. Cet exercice trimestriel met en évidence le poids important des montants exposés à des contreparties « *Investment Grade* » (89 % des expositions à fin septembre 2024), en lien avec le poids important des expositions issues d'activités financières (69 % des expositions à fin septembre 2024).

Ces dernières concernent principalement la gestion de trésorerie et la gestion d'actifs. Les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF ont un cadre de travail établi par la Direction des Risques Groupe, qui spécifie les procédures d'autorisation des contreparties et la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites est actualisée en temps réel et vérifiée quotidiennement. En cas d'alerte ou d'évolution défavorable sur une contrepartie, la pertinence des limites est réexaminée avec réactivité.

Les expositions issues d'activités d'approvisionnement de combustible et de trading sur les marchés de l'énergie (11% des expositions à fin septembre 2024) sont notamment portées par EDF Trading, qui suit quotidiennement ses expositions et attribue des limites liées à la solidité financière de chaque contrepartie. EDF Trading met par ailleurs en œuvre des moyens de réduction du risque de contrepartie, par exemple des accords de netting des positions, des accords de cash collatéral, ou des garanties.

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés

5.1.7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de trading. Il est donc exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de gestion des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du trading.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (disponibilité des moyens de production, consommation des clients). Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe et met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats / ventes du Groupe sur les marchés de gros. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de trading. Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés.

En 2024, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 57 millions d'euros, revue à la baisse à 50 millions d'euros en juillet 2024, et une limite stop-loss de 180 millions d'euros.

5.2 Événements postérieurs à la clôture

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits en note 24 de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2024.

5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes

- **Cession d'Edison Stocaggio**

Dans le cadre du plan stratégique du groupe Edison à horizon 2030 et du développement de ses activités « énergies renouvelables » et « clients et sevices », Edison a finalisé la cession d'Edison Stoccaggio au groupe Snam le 3 mars 2025 [1] (voir la section 6.1, note 3.2 « Actifs et passifs détenus en vue de leur vente » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024).

Le prix de vente a été fixé à 565 millions d'euros, qui seront affectés à la transition énergétique et au développement de l'activité aval. L'accord prévoit également un complément de prix à verser par Snam à Edison en cas d'issue positive d'un litige administratif en cours.

- **Gouvernance**

Le Président de la République a annoncé, dans un communiqué de presse du 21 mars 2025, qu'il « envisage, sur proposition du Premier ministre, de nommer M. Bernard Fontana en qualité de président-directeur général d'Électricité de France [...] ».

5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2025

Le prix spot de l'électricité sur la période janvier-février 2025 s'est établi en moyenne à 111,9 €/MWh en base et 126,5 €/MWh en pointe, évoluant entre 0,40 €/MWh et 473,3 €/MWh. Le prix base se situe en moyenne 44,2 €/MWh au-dessus de son niveau de 2024 sur la même période et 54,2 €/MWh au-dessus du niveau moyen des prix spot de l'année 2024. Cette augmentation générale des prix spot résulte d'une demande moyenne en hausse, combinée à une diminution de la production fatale [2], ce qui entraîne une augmentation de la demande résiduelle [3].

Le produit calendaire français pour livraison l'année suivante a perdu près 10,0 €/MWh par rapport à son niveau de fin février 2024, clôturant ainsi le mois à 63,2 €/MWh. Cette baisse poursuit la tendance observée en 2024, malgré une hausse temporaire et notable observée en janvier dans le sillage des variations du gaz et du CO_2 à ce moment-là. Le prix du produit à terme calendaire français se maintient désormais durablement en dessous de ceux de ses homologues italien, suisse, belge et allemand, tout en restant légèrement supérieur au prix espagnol. Il est à noter que le spread France-Allemagne sur le produit 2026 a atteint -28,3 €/MWh le 31 janvier 2025, soit son niveau le plus bas jamais atteint. Cette divergence est structurelle : elle découle des différences de mix de production électrique et des écarts persistants entre les prix spot des deux pays, les acteurs de marché prenant en compte progressivement ces derniers.

En janvier-février 2025, les prix gaz spot pour l'indice PEG se sont établis en moyenne à 49,0 €/MWh, en hausse de 22,3 €/MWh par rapport à la même période en 2024. Ces prix relativement hauts par rapport à 2024 s'expliquent par des tensions sur l'approvisionnement, le marché étant particulièrement nerveux suite à la fin de l'accord de transit de gaz russe via le gazoduc Brotherhood traversant l'Ukraine au 31 décembre 2024. À cela s'ajoute l'exigence de remplissage des stocks à 90 % au 1er novembre de chaque année, créant une tension sur les approvisionnements estivaux (avec des prix dépassant ceux du gaz livré en hiver). De plus, les stocks européens sont restés inférieurs à la moyenne historique 2019-2024, alimentant les inquiétudes des acteurs du marché. Cependant, en février, les cours du gaz PEG spot et à terme se sont orientés à la baisse, portés par la perspective de la fin de l'hiver, d'une moindre sollicitation des stocks gaziers et d'un potentiel assouplissement de l'exigence de remplissage des stocks. Par ailleurs, les évolutions de la relation américano-russe autour du conflit en Ukraine laissent entrevoir un possible allègement des sanctions contre la Russie, ce qui contribuerait à détendre le marché du gaz.

Le prix du baril de Brent pour le mois prochain a clôturé le 28 février à 73,2 $ soit 10,4 $ de moins que son niveau fin février 2024. Depuis le début de l'année 2025, les prix ont suivi une tendance globalement baissière. Initialement orientés à la hausse en raison des nouvelles sanctions américaines contre le secteur pétrolier russe, qui faisaient craindre des perturbations de l'approvisionnement mondial, les prix ont ensuite chuté sous l'influence de la politique menée par le nouveau président américain Donald Trump. Un vote à l'ONU fin février, où les États-Unis de Donald Trump se sont alliés à la Russie, laisse entrevoir une possible levée des sanctions américaines contre Moscou, alimentant davantage la pression à la baisse sur les prix.

Le prix du charbon pour livraison dans les principaux ports européens l'année suivante a clôturé fin février 101,8 $/t au même niveau que fin février 2024. Le cours s'est largement orienté à la baisse sur le début de l'année 2025 atteignant le 28 février son niveau le plus bas depuis un an. Cette baisse s'inscrit dans un contexte d'approvisionnement européen soutenu, d'une demande en berne, et de signaux baissiers en provenance de l'Asie. Bien que les stocks de charbon dans les ports ARA (Amsterdam, Rotterdam, Anvers) aient atteint leur plus bas niveau en trois ans, cela n'a pas soutenu les prix en raison de la faiblesse de la demande européenne. Par ailleurs, la Chine, premier importateur mondial de charbon, a annoncé fin février une réduction de ses importations en raison de stocks élevés, renforçant ainsi la pression baissière sur les prix.

Le prix du certificat d'émission de CO_2 pour livraison en décembre 2025 a clôturé fin février à 71,0 €/t en hausse de 12,9 €/t par rapport à son niveau fin février 2024. Après une forte progression en fin d'année 2024 et en janvier 2025, le cours s'est replié au mois de février. En janvier, la hausse avait été soutenue par la montée des prix du gaz et la perspective d'un recours accru au charbon, renforcée par des achats massifs par des fonds d'investissement anticipant une hausse future de la demande en quotas. Les positions longues des acteurs financiers avaient alors atteint un niveau au plus haut depuis trois ans. Cependant, en février, la baisse des prix du gaz, la perspective de la fin de l'hiver et des températures globalement élevées pour la période ont réduit la demande en quotas. Cette dynamique a été accentuée par un désengagement des investisseurs, qui ont réduit leurs positions longues sur le marché.

(1) Voir le communiqué de presse d'Edison du 3 mars 2025 « Edison completes the sale of Edison Stoccagio to Snam and accelerates on energy transition ».
(2) Productions éolienne, solaire, hydraulique fil de l'eau, cogénérations et biomasse.
(3) Consommation restante après déduction de la production fatale.

6.

États financiers

6.1	**Comptes consolidés au 31 décembre 2024**	**432**
	Compte de résultat consolidé	432
	État du résultat global consolidé	433
	Bilan consolidé	434
	Tableau de flux de trésorerie consolidé	435
	Variation des capitaux propres consolidés	436
	Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés	437
	Annexe aux comptes consolidés	439
6.2	**Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés**	**559**
6.3	**Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024**	**563**
	Compte de résultat	565
	Bilan	566
	Tableau de flux de trésorerie	568
	Annexe aux comptes sociaux	569
	Compte de résultat	574
	Bilan	587
	Autres informations	631
6.4	**Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels**	**638**
6.5	**Politique de distribution de dividendes**	**642**
6.6	**Autres informations**	**643**
6.7	**Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF**	**645**

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Chiffre d'affaires	5.1	118 690	139 715
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(54 217)	(80 989)
Autres consommations externes[1]		(10 798)	(10 493)
Charges de personnel	5.3	(16 916)	(15 470)
Impôts et taxes	5.4	(4 142)	(4 064)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	3 906	11 228
Excédent brut d'exploitation	**5**	**36 523**	**39 927**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	6	443	363
Dotations aux amortissements		(11 970)	(11 161)
(Pertes de valeur)/reprises	10.7	(1 835)	(13 011)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(4 834)	(2 944)
Résultat d'exploitation		**18 327**	**13 174**
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(4 094)	(3 830)
Effet de l'actualisation	8.2	(3 190)	(3 988)
Autres produits et charges financiers	8.3	6 352	4 469
Résultat financier	**8**	**(932)**	**(3 349)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**17 395**	**9 825**
Impôts sur les résultats	9	(4 887)	(2 470)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	(683)	257
Résultat net des activités en cours de cession		29	-
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**11 854**	**7 612**
Dont résultat net - part du Groupe		**11 406**	**10 016**
Résultat net des activités poursuivies		11 378	10 016
Résultat net des activités en cours de cession		28	-
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**448**	**(2 404)**
Activités poursuivies		447	(2 404)
Activités en cours de cession		1	-

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2024			2023		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Résultat net consolidé		**11 406**	**448**	**11 854**	**10 016**	**(2 404)**	**7 612**
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	18.7.5	2 146	(7)	2 139	7 089	77	7 166
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(534)	1	(533)	(1 844)	(18)	(1 862)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	18.7.5	(666)	-	(666)	(107)	-	(107)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		10	-	10	23	-	23
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	18.1.2	539	-	539	970	-	970
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		(139)	-	(139)	(247)	-	(247)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute	18.7.5	133	-	133	(126)	-	(126)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		(34)	-	(34)	32	-	32
Écarts de conversion des entités contrôlées		**1 356**	**385**	**1 741**	**326**	**204**	**530**
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		**166**	**(7)**	**159**	**(244)**	**(12)**	**(256)**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		***2 977***	***372***	***3 349***	***5 872***	***251***	***6 123***
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	18.1.2	8	-	8	46	1	47
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	16.1.3	(791)	67	(724)	564	(151)	413
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		7	(19)	(12)	164	35	199
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		**149**	**-**	**149**	**(19)**	**-**	**(19)**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		***(627)***	***48***	***(579)***	***755***	***(115)***	***640***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		**2 350**	**420**	**2 770**	**6 627**	**136**	**6 763**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		**13 756**	**868**	**14 624**	**16 643**	**(2 268)**	**14 375**
Dont résultat global des activités poursuivies		*13 727*	*868*	*14 595*	*16 643*	*(2 268)*	*14 375*
Dont résultat global des activités en cours de cession		*29*	*-*	*29*	*-*	*-*	*-*

Bilan consolidé

ACTIF	Notes	31/12/2024	31/12/2023
(en millions d'euros)			
Goodwill	10.1	7 108	7 895
Autres actifs incorporels	10.2	12 567	11 300
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	108 100	100 587
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11.1	68 663	66 128
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 616	6 544
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	10 167	9 037
Actifs financiers non courants	18.1	55 951	48 327
Autres débiteurs non courants	13.4	1 979	2 110
Impôts différés actifs	9.3	4 553	7 403
Actif non courant		**275 704**	**259 331**
Stocks	13.2	19 248	18 092
Clients et comptes rattachés	13.3	24 139	26 833
Actifs financiers courants	18.1	26 739	39 442
Actifs d'impôts courants		834	669
Autres débiteurs courants	13.4	10 355	9 074
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	7 597	10 775
Actif courant		**88 912**	**104 885**
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	589	596
TOTAL DE L'ACTIF		**365 205**	**364 812**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF	Notes	31/12/2024	31/12/2023
(en millions d'euros)			
Capital	14	2 084	2 084
Réserves et résultats consolidés		60 771	50 084
Capitaux propres - part du Groupe		***62 855***	***52 168***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.4	11 029	11 951
Total des capitaux propres	**14**	**73 884**	**64 119**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	15	68 829	60 206
Provisions pour avantages du personnel	16	17 284	15 895
Autres provisions	17	6 022	4 878
Provisions non courantes		**92 135**	**80 979**
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	50 603	50 010
Passifs financiers non courants	18.3	71 096	69 724
Autres créditeurs non courants	13.6	6 039	5 685
Impôts différés passifs	9.3	1 070	978
Passif non courant		**220 943**	**207 376**
Provisions courantes	15, 16.1 et 17	6 920	7 294
Fournisseurs et comptes rattachés	13.5	19 466	19 687
Passifs financiers courants	18.3	18 888	38 103
Dettes d'impôts courants		351	1 111
Autres créditeurs courants	13.6	24 631	26 975
Passif courant		**70 256**	**93 170**
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	122	147
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**365 205**	**364 812**

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		**11 854**	**7 612**
Résultat net des activités en cours de cession		**29**	**-**
Résultat net des activités poursuivies		**11 825**	**7 612**
Pertes de valeur / (reprises)	10.7.1	1 835	13 011
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		14 027	18 116
Produits et charges financiers		1 076	1 934
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		582	702
Plus ou moins-values de cession		141	234
Impôt sur les résultats	9	4 887	2 470
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	683	(257)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1	(1 452)	(7 785)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***33 604***	***36 037***
Frais financiers nets décaissés[1]		(2 362)	(2 241)
Impôts sur le résultat payés		(3 384)	(3 695)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**27 858**	**30 101**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		**29**	**-**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**27 887**	**30 101**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(557)	(181)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		88	227
Investissements incorporels et corporels	10.6	(24 779)	(21 021)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		148	126
Variations d'actifs financiers		1 140	(2 196)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(23 960)**	**(23 045)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		**(29)**	**-**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(23 989)**	**(23 045)**
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle[2]		2 840	1 746
Dividendes versés par EDF		-	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(670)	(482)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***2 170***	***1 264***
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	15 385	11 947
Remboursements d'emprunts [3]	18.3.2.1	(26 564)	(21 712)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	14.3	1 728	1 377
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.3	(582)	(630)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		676	496
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***(9 357)***	***(8 522)***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**(7 187)**	**(7 258)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		**-**	**-**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**(7 187)**	**(7 258)**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(3 289)	(202)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**(3 289)**	**(202)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**10 775**	**10 948**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(3 289)	(202)
Variations de change		174	(53)
Autres variations non monétaires		(63)	82
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	**18.2**	**7 597**	**10 775**

(1) Au 31 décembre 2024, les « produits financiers sur disponibilité et équivalents de trésorerie » qui étaient présentés de façon distincte dans les éléments en rapprochement sont reclassés au sein des « frais financiers nets décaissés » pour un montant de 351 millions d'euros (293 millions d'euros au 31 décembre 2023). L'information comparative de l'exercice 2023 a été retraitée en conséquence.

(2) Comprenant notamment en 2024, l'augmentation de capital du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 359 millions d'euros (485 millions d'euros en 2023), l'augmentation de capital Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros, ainsi que le rachat des parts minoritaires de Framatome détenues par Assystem pour (205) millions d'euros.

(3) Dont (3 031) millions d'euros au titre du rachat des TSDI en 2024 ((2 789) millions d'euros en 2023).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2024 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) (1)	Autres réserves consolidées et résultat (2)	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022	**1 944**	**(7)**	**(175)**	**(7 451)**	**40 029**	**34 340**	**12 272**	**46 612**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	156	5 716	755	6 627	136	6 763
Résultat net	-	-	-	-	10 016	10 016	(2 404)	7 612
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**156**	**5 716**	**10 771**	**16 643**	**(2 268)**	**14 375**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(630)	(630)	-	(630)
Émissions / rachats TSDI et OCEANEs	140	-	-	-	2 523	2 663	-	2 663
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(482)	(482)
Achats/ventes d'actions propres	-	7	-	-	-	7	-	7
Autres variations(3)	-	-	-	3	(858)	(855)	2 429	1 574
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2023	**2 084**	**-**	**(19)**	**(1 732)**	**51 835**	**52 168**	**11 951**	**64 119**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 598	1 379	(627)	2 350	420	2 770
Résultat net	-	-	-	-	11 406	11 406	448	11 854
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**1 598**	**1 379**	**10 779**	**13 756**	**868**	**14 624**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(582)	(582)	-	(582)
Émissions / rachats TSDI (voir note 14.3)	-	-	-	-	(1 962)	(1 962)	-	(1 962)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(672)	(672)
Autres variations(3)	-	-	-	(4)	(521)	(525)	(1 118)	(1 642)
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2024	**2 084**	**-**	**1 579**	**(357)**	**59 549**	**62 855**	**11 029**	**73 884**

(1) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI recyclable) sont détaillées dans l'état du résultat global. Elles correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, y compris les montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés. Elles incluent également les variations de valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de devises (cross-currency swaps).

(2) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

(3) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent notamment en 2024, au Royaume-Uni, l'augmentation du pourcentage de détention du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 971 millions d'euros (485 millions d'euros en 2023) dont 2 359 millions d'euros par augmentations de capital, l'augmentation de capital Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros et la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd pour (4 486) millions d'euros (voir note 3.1.3).

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

NOTE 1 Référentiel comptable du Groupe 439
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 439
1.2 Évolutions du référentiel comptable 439
1.3 Bases de préparation des états financiers 440

NOTE 2 Synthèse des faits marquants 442

NOTE 3 Périmètre de consolidation 443
3.1 Évolutions du périmètre de consolidation 444
3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 447
3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2024 447

NOTE 4 Informations sectorielles 451
4.1 Informations par secteur opérationnel 451
4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique 452

NOTE 5 Excédent brut d'exploitation 453
5.1 Chiffre d'affaires 453
5.2 Achats de combustible et d'énergie 460
5.3 Charges de personnel 460
5.4 Impôts et taxes 461
5.5 Autres produits et charges opérationnels 461

NOTE 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading 464

NOTE 7 Autres produits et charges d'exploitation 464

NOTE 8 Résultat financier 464
8.1 Coût de l'endettement financier brut 464
8.2 Effet de l'actualisation 465
8.3 Autres produits et charges financiers 465

NOTE 9 Impôts sur les résultats 466
9.1 Ventilation de la charge d'impôt 466
9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 467
9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 468
9.4 Ventilation d'impôts différés par nature 468

NOTE 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France 469
10.1 Goodwill 469
10.2 Autres actifs incorporels 470
10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles 473
10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation 476
10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France) 478
10.6 Investissements incorporels et corporels 479
10.7 Pertes de valeur / reprises 480

NOTE 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France 486
11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 487
11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 487

NOTE 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises 488
12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE) 488
12.2 Taishan 489
12.3 Autres participations 489

NOTE 13 Besoin en fonds de roulement (BFR) 490
13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement 490
13.2 Stocks 490
13.3 Clients et comptes rattachés 491
13.4 Autres débiteurs 493
13.5 Fournisseurs et comptes rattachés 493
13.6 Autres créditeurs 494

NOTE 14 Capitaux propres 495
14.1 Capital social 495
14.2 Distributions de dividendes 495
14.3 Titres subordonnés à durée indéterminée 495
14.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 496

NOTE 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés 497
15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France 496
15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 512
15.3 Provisions nucléaires en Belgique 515

NOTE 16 Provisions pour avantages du personnel 515
16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe 517
16.2 France (Activités de production et commercialisation et Activités régulées) 520
16.3 Royaume-Uni 522

NOTE 17 Autres provisions 523
17.1 Autres provisions pour déconstruction 523
17.2 Autres provisions 523

NOTE 18 Actifs et passifs financiers 524
18.1 Actifs financiers 525
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie 528
18.3 Passifs financiers 528
18.4 Lignes de crédit non utilisées 533
18.5 Juste valeur des instruments financiers 533
18.6 Risques marchés et de contrepartie 534
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 535

NOTE 19 Indicateurs financiers 541
19.1 Résultat net courant 541
19.2 Endettement financier net 541

NOTE 20 Enjeux de durabilité dans les états financiers 542
20.1 Dépenses réglementaires 543
20.2 Évaluation des actifs et passifs 544
20.3 Financement durable 545
20.4 Investissements bas carbone 545
20.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité 546
20.6 EDF, un investisseur responsable 546
20.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité 547

NOTE 21 Passifs et actifs éventuels 547
21.1 Contrôles fiscaux 547
21.2 Contentieux ARENH – Force majeure 548
21.3 Edison 548
21.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France 549
21.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique 549
21.6 Contentieux E-Pango 549
21.7 Contentieux indemnitaire ENGIE 549
21.8 Contrats de consultants - Enquête pénale 550
21.9 Litiges en matière sociale 550
21.10 Arbitrage Venture Global 550
21.11 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs 550

NOTE 22 Engagements hors bilan 551
22.1 Engagements donnés 551
22.2 Engagements reçus 555

NOTE 23 Parties liées 556
23.1 Transactions avec les entreprises associées du périmètre de consolidation 556
23.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État 556
23.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 557

NOTE 24 Événements postérieurs à la clôture 557

NOTE 25 Honoraires des Commissaires aux comptes 558

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris).

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique...), le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication et la fourniture d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2024 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 20 février 2025.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés au 31 décembre 2024 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2024. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

1.2 Évolutions du référentiel comptable

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros. Les totaux des tableaux étant issus de montants non arrondis, des écarts peuvent exister entre ceux-ci et la somme des montants arrondis des éléments dont ils sont constitués.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2024 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2023 à l'exception des changements des notes 1.2.1 à 1.2.3 ci-après. Sont également précisés les textes publiés par l'IASB, qui s'appliqueront au Groupe à compter du 1er janvier 2025 et dont la première application n'a pas été anticipée dans les comptes au 31 décembre 2024, ainsi que ceux qui le seront postérieurement à cette date, sous réserve de leur adoption par l'Union européenne le cas échéant (note 1.2.3).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.2.1 Amendements d'IAS 7 « État des flux de trésorerie » et IFRS 7 « Instruments financiers » - Accords de financement des dettes fournisseurs

L'IASB a publié en 2023 un amendement à IAS 7 et IFRS 7 pour préciser les informations, de nature quantitative et qualitative, à fournir sur les accords de financement des dettes fournisseurs, dans l'objectif de comprendre les effets de ces accords sur les passifs et les flux de trésorerie de l'entité, de même que sur son exposition au risque de liquidité.

Le Groupe fournit en note 13.5 des informations en la matière. L'application de ces amendements n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe.

1.2.2 Amendements d'IAS 1 « Présentation des états financiers » - Classement des dettes en courant / non courant et passifs non courants assortis de clauses restrictives

Les amendements suivants, applicables depuis le 1er janvier 2024, n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe :

- Classement des dettes en courant / non courant : cet amendement clarifie les principes de classement d'un passif au bilan en courant ou en non courant ;
- Passifs non courants assortis de clauses restrictives : cet amendement précise que les clauses restrictives (« covenants ») à respecter après la date de clôture ne doivent pas affecter la classification en courant / non courant des passifs liés à la date de clôture. Il vise par ailleurs à améliorer les informations à fournir sur les dettes long terme assorties de telles clauses.

1.2.3 Textes publiés par l'IASB et applicables à compter ou postérieurement au 1er janvier 2025

Norme IFRS 18 : Présentation et informations à fournir dans les états financiers

La norme IFRS 18, publiée le 9 avril 2024, est d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2027. Elle énonce des exigences en matière de présentation et d'informations à fournir dans les états financiers et remplacera IAS 1, Présentation des états financiers.

Des travaux sont en cours pour identifier les principaux enjeux et impacts pour le Groupe.

Autres textes

Le Groupe n'anticipe, par ailleurs, pas d'impact matériel résultant de la première application des textes suivants :

Applicables à compter du 1er janvier 2025 :

- Amendement d'IAS 21 - Les effets des variations des taux de change – Absence de convertibilité : Cet amendement apporte des indications qui aideront les entités à déterminer si une monnaie est échangeable contre une autre monnaie ainsi que le taux de change à retenir lorsqu'elle ne l'est pas et précise les informations supplémentaires à communiquer dans ce contexte.

Applicables à compter du 1er janvier 2026 :

- Améliorations annuelles - Volume 11 : Le projet annuel d'améliorations de l'IASB prévoit une série de modifications sur certaines normes IFRS qui vise notamment à clarifier certains libellés et corriger des conséquences imprévues, des conflits ou des oublis relativement mineurs.
- Amendements d'IFRS 9 et d'IFRS 7 : Instruments financiers - Classement et évaluation : Le 30 mai 2024, l'IASB a publié des modifications relatives aux exigences en matière de classement et d'évaluation d'IFRS 9 afin de tenir compte de la diversité des pratiques comptables en rendant les exigences plus compréhensibles et plus cohérentes.

1.3 Bases de préparation des états financiers

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Méthodes de conversion

1.3.2.1 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale.

1.3.2.2 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire, qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée, sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.2.3 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

Toutefois, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci est comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure.

1.3.3 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en non courant d'une part, courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.3.4 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principaux éléments sur lesquels le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivants :

1.3.4.1 Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1er semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Sur le palier 900 MW, 21 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4e visite décennale dont Bugey 3, Gravelines 2, Dampierre 3, Blayais 2, Chinon B1, Tricastin 4, Gravelines 4, Dampierre 4 et Blayais 3 en 2024. Une VD4 est en cours de réalisation (Cruas 3).

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

S'agissant de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 50 ans, deux instructions sont en cours :

- 5e réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN en juin 2023 et l'ASN a transmis sa position sur ce dossier en novembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. A l'issue de l'instruction, l'ASN prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MW pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5e réexamen.
- Instruction durée de fonctionnement : une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023 pour tous les paliers. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASN qui prendra position fin 2026 après une phase d'expertise et d'instruction respectivement en 2025 et 2026.

1.3.4.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2024 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers du Groupe (voir note 15).

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 15.1.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion des combustibles usés et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.3.4.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2024 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2024 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 16.

1.3.4.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. Le Groupe révise par conséquent ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 10.7.

1.3.4.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (principalement les titres de dettes et de capitaux propres constituant les actifs dédiés et les contrats d'énergies), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.4.6 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 5.1, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.4.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 11). L'évaluation des passifs des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie des actifs et de dates de décaissements.

1.3.4.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.4.9 Enjeux de durabilité

Le Groupe est notamment concerné par des enjeux climatiques, de biodiversité, de gestion des ressources et des déchets. Les effets liés à ces enjeux environnementaux constituent un élément implicite dans l'application des méthodologies et des modèles utilisés pour réaliser les estimations au titre des évaluations de certains éléments comptables (voir note 20), notamment dans le cadre des dépréciations liées aux actifs non financiers.

1.3.4.10 Autres jugements et estimations

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

Notamment, dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement. Ainsi EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 15.1.2.2). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion, qui leur sont appliquées, le Groupe ne consolide pas ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9.

Le Groupe détient *via* sa filiale Luminus, une participation de 49 % dans la société Luminus Seraing 2.0 SA. La gouvernance et les accords contractuels confèrent à Luminus le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale en application d'IFRS 10.

Le Groupe détient *via* EDF Energy, une participation de 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) dans la société Sizewell C (Holding) Limited, holding de la société portant le projet Sizewell C. Le Groupe exerce une influence notable sur cette société notamment en raison de sa représentation au sein du Conseil d'administration de cette entité, de la fourniture d'informations techniques et d'équipements essentiels au développement du projet. Cette société, qui était consolidée en intégration globale, est désormais mise en équivalence dans les comptes du Groupe depuis le 31 décembre 2024 (voir note 3.1.3).

1.3.5 Restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni, voir note 16) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France, voir note 15.1.2 et au Royaume-Uni, voir note 15.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes régulatoires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires…). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir note 10.5) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessiterait l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni et Taishan (TNPJVC) en Chine) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 18.3.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 18.2).

Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux évènements et transactions significatifs **en 2024** du Groupe sont les suivants (les renvois de notes sont vers l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2024) :

- **Développements dans le nucléaire :**
  - EPR de Flamanville 3 : à la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur. Le 2 septembre 2024, l'ASN a donné son accord pour procéder aux opérations de divergence du réacteur de Flamanville 3. EDF a procédé à de nombreux essais techniques et a mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire. Depuis, les équipes d'EDF ont mené un programme d'essais et de contrôles pour monter progressivement le réacteur en puissance. Le réacteur de Flamanville 3 a été connecté au réseau électrique national le 21 décembre 2024. Après ce premier couplage, les phases d'essais et de connexion et de déconnexion au réseau électrique se poursuivront pendant plusieurs mois, sous le contrôle de l'ASN, jusqu'à ce que le réacteur atteigne 100 % de puissance (*cf.* communiqués de presse du Groupe du 8 mai 2024, du 2 septembre 2024, du 21 décembre 2024 et voir note 10.3) ;
  - La production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 361,7 TWh, confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 340 et 360 TWh à une fourchette de 358 - 364 TWh) annoncée par le Groupe le 11 décembre 2024 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 11 décembre 2024) ;
  - EDF a finalisé l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power (désormais appelées Arabelle Solutions) le 31 mai 2024 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 31 mai 2024 et voir note 3.1.2).
- **Énergies renouvelables :**
  - EDF Renouvelables et ses partenaires ont inauguré le parc éolien en mer de Fécamp d'une capacité d'environ 500 MW (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 15 mai 2024) ;
  - EDF Renouvelables a annoncé la construction de 1,2 GW de capacités de production d'électricité renouvelable en Afrique du Sud, dont 763 MW d'éolien, 355 MW de solaire et 75 MW de stockage pour 1,65 milliard d'euros. Les différentes installations seront progressivement mises en service entre 2024 et 2026 (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 21 mai 2024) ;
  - CEME 1 : le 8 juillet 2024, la plus grande centrale solaire du Chili d'une capacité de 480 MW a été inaugurée. Elle sera exploitée par Generadora Metropolitana, une coentreprise entre EDF et l'entreprise chilienne AME (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 9 juillet 2024) ;
  - EDF Renouvelables a annoncé la mise en service de son plus grand parc éolien en Amérique du Sud, le parc de Serra do Seridó (Nord-Est du Brésil) qui est composé de 85 éoliennes pour une capacité installée de 480 MW (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 18 juillet 2024) ;
  - EDF Renouvelables a fait l'acquisition de son premier projet éolien en mer en Corée du Sud, dans la province de Yeonggwang. À la suite de cette acquisition, l'entreprise continuera à développer le projet, avec une capacité maximale de 1,5 GW (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 3 septembre 2024) ;
  - EDF lance le chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto (Corse) composée de 8 moteurs nouvelle génération pour une puissance totale de 130 MW. Cette centrale fonctionnera avec de la biomasse liquide et viendra remplacer la centrale thermique au fioul du Vazzio (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 22 novembre 2024) ;
  - EDF Renouvelables a annoncé la mise en service du parc solaire de Morris Ridge aux États-Unis, d'une capacité de 177 MW (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 20 décembre 2024).

- **Opérations de financement :**

Le Groupe a réalisé plusieurs émissions d'obligations sur l'exercice 2024 pour un montant total de 6 672 millions d'euros dont 3 329 millions d'euros d'émissions vertes (voir note 18.3.2). EDF a remboursé le 5 juillet 2024 des obligations hybrides émises le 4 octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros. Le 10 septembre 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 29 janvier 2025 des obligations hybrides émises le 29 janvier 2013 pour 1 250 millions d'euros. Ce remboursement d'un montant nominal de 1 250 millions d'euros a été réalisé le 29 janvier 2025 (voir note 14.3).

- **Projet d'entreprise :**

Le Groupe a présenté à son Conseil d'administration « Ambitions 2035 », le projet d'entreprise du groupe EDF : son objectif est de bâtir le système électrique du futur au service des clients. La part de l'électricité doit doubler dans le mix énergétique mondial d'ici 2050 pour tenir les objectifs de décarbonation en développant des solutions de flexibilité permettant de faire face à l'intermittence des énergies renouvelables et aux besoins de consommation des clients. Avec ce projet, au service de la décarbonation de la France et des pays dans lesquels le Groupe opère, EDF confirme sa position de leader du secteur énergétique européen à horizon 2035 et souhaite mener la nouvelle révolution électrique et bâtir le système électrique de demain, pour offrir une électricité décarbonée, disponible et compétitive à ses clients.

Note 3 Périmètre de consolidation

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

ENTITÉS CONTRÔLÉES

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité, ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat (voir note 12).

PARTICIPATIONS DANS LES ACTIVITÉS CONJOINTES

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité, ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

Les principales activités conjointes du Groupe correspondent aux activités d'optimisation de LNG de JERA Global Markets, codétenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (FSG).

REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous :

- à la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill ;
- les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction ;
- toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres ;
- en cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- en cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres, qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IFRS 9 ;
- les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation ;
- les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. L'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisée en capitaux propres.

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

3.1.1 Évolutions du périmètre

Sur l'exercice 2024, le Groupe connaît les variations de périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition le 25 janvier 2024 des 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome, portant la participation d'EDF dans le groupe Framatome à 80,5 % et dans Edvance à 96,1 % ;
- l'acquisition le 31 janvier 2024 à hauteur de 50 % de Nordic Logistics, portefeuille d'entrepôts logistiques situés en Suède, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 8 février 2024, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40,05 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 31 mai 2024 des activités nucléaires de GE Steam Power. Ce sous-groupe est consolidé par intégration globale sous la dénomination Arabelle Solutions au sein du secteur « Industrie et Services » (voir note 3.1.2) ;
- l'acquisition le 23 septembre 2024 de 50 % des parts de l'OPPCI Parcolog Invest, un portefeuille d'entrepôts logistiques situés en France, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 6 décembre 2024 de 49 % des parts de la SCI Encore+ Bergère, propriétaire d'un immeuble de bureau à Paris, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 19 décembre 2024, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40,1 % dans l'opérateur de tours télécom autrichien OnTower renommé par la suite Optimus Tower, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

Au 31 décembre 2023, Sizewell C (Holding) Ltd, détenue à 49,4 % par le Groupe, était contrôlée et consolidée en intégration globale. Certains évènements intervenus sur le second semestre 2024 ont conduit le Groupe à modifier au 31 décembre 2024 la méthode de consolidation de Sizewell C qui est mise en équivalence à compter de cette date (voir note 3.1.3).

En 2023, le Groupe n'a pas connu d'évolution de périmètre ayant eu un impact significatif. Les évolutions ont porté sur les cessions suivantes :

- la cession de la participation à hauteur de 50 % dans la centrale CCGT de Sloe aux Pays-Bas le 25 janvier 2023 ;
- la cession de 100 % de Suir Engineering par Imtech, filiale de Dalkia au Royaume-Uni, le 1er février 2023 ;
- la cession de la participation d'Edison de 11,25 % dans Reggane-Nord en Algérie le 12 octobre 2023.

Évolutions attendues postérieures au 31 décembre 2024

Le 25 juillet 2024, Edison a signé un accord concernant la vente des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) avec Snam SpA. Depuis le 31 décembre 2023, les actifs et passifs correspondants sont classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente (voir note 3.2).

Le 9 décembre 2024, Edison qui détient 50 % de la société Elpedison BV, mise en équivalence dans les comptes du Groupe, a accepté l'offre de rachat de la société HELLENiQ Energy Holdings S.A.. Elpedison exploite deux centrales au gaz naturel à Thisvi et Thessalonique d'une capacité totale de 820 MW. La cession sera définitive à la signature du contrat d'acquisition par les deux parties (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 9 décembre 2024). Au 31 décembre 2024, les titres de la société Elpedison BV restent mis en équivalence dans les comptes du Groupe.

3.1.2 Acquisition du sous-groupe Arabelle Solutions

Suite à la signature le 4 novembre 2022 d'un protocole d'accord avec General Electric et à la levée de l'ensemble des conditions suspensives, en particulier l'obtention des autorisations réglementaires requises, l'acquisition des activités de GE Vernova portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (anciennement GE Steam Power et désormais Arabelle Solutions) a été réalisée le 31 mai 2024.

Ces activités ont pour objet notamment la fourniture d'équipements pour l'îlot conventionnel des nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Ces turbines à vapeur peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor)*. Cette transaction permet au groupe EDF de maitriser les technologies et les compétences relatives à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets et de s'enrichir de technologies et de compétences clés pour la filière nucléaire et la sécurité énergétique européenne. Arabelle Solutions emploie environ 3 300 collaborateurs situés essentiellement en France, au Royaume-Uni et en Inde. Ce sous-groupe est consolidé en intégration globale, depuis le 31 mai 2024 au sein du segment « Industrie et Services ».

Dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2024, la contribution d'Arabelle Solutions représente 255 millions d'euros dans le chiffre d'affaires, (120) millions d'euros dans l'EBE, (117) millions d'euros dans le résultat net et (266) millions d'euros dans l'endettement financier net.

Le Groupe a réalisé l'allocation provisoire du prix d'acquisition en procédant à l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et passifs repris identifiables à la date de prise de contrôle sur la base des travaux d'un évaluateur indépendant. Ces travaux et l'élaboration des comptes de réalisation devraient être finalisés sur le premier semestre 2025. Ainsi la comptabilisation de l'opération au 31 décembre 2024 reste provisoire. Conformément à la norme IFRS 3, le Groupe dispose d'un délai de 12 mois après la date d'acquisition pour réaliser cette évaluation définitive.

Le prix d'acquisition provisoire s'élève à 904 millions d'euros dont 309 millions d'euros correspondant à la trésorerie acquise. Il sera ajusté sur la base des comptes de réalisation audités et des clauses contractuelles d'ajustements de prix.

Le bilan d'acquisition provisoire à la date de la transaction est détaillé ci-après. Ce bilan est présenté avant éliminations des positions avec les sociétés du Groupe. Ces éliminations concernent principalement les créances clients, les produits constatés d'avance et les avances reçues.

ACTIF (en millions d'euros)	**Valeur d'ouverture provisoire**
Immobilisations corporelles et incorporelles	722
Participations dans les entreprises associées	43
Actifs financiers et autres actifs non courants	38
Impôts différés actifs	151
Actif non courant	**954**
Stocks	176
Clients et comptes rattachés	340
Actifs financiers et autres actifs courants	254
Actifs d'impôts courants	23
Trésorerie et équivalents de trésorerie	309
Actif courant	**1 102**
TOTAL DE L'ACTIF	**2 056**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	**Valeur d'ouverture provisoire**
Capitaux propres - part du Groupe	391
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	1
Capitaux propres	**392**
Provisions non courantes	112
Passifs financiers et autres passifs non courants[1]	172
Impôts différés passifs	182
Passif non courant	**466**
Provisions courantes	27
Fournisseurs et comptes rattachés	209
Passifs financiers et autres passifs courants[1]	956
Dettes d'impôts courants	6
Passif courant	**1 198**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**2 056**

(1) Comprenant 827 millions d'euros de passif sur contrats (dont 684 millions d'euros de part courante).

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris portent sur les éléments suivants :

- Immobilisations incorporelles pour 390 millions d'euros dont :
  - 38 millions d'euros pour la marque Arabelle Solutions, valorisée par la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La durée d'utilité de cette marque a été considérée comme indéfinie,
  - 255 millions d'euros pour les relations clients, valorisées par la méthode des surprofits. La durée d'utilité de ces relations clients a été appréciée pour chaque business unit, conduisant à une durée d'amortissement moyenne d'environ 10 ans,
  - 97 millions d'euros pour la technologie évaluée par la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La durée d'utilité de cette technologie a été déterminée pour chaque business unit, conduisant à une durée d'amortissement moyenne d'environ 15 ans.
- Immobilisations corporelles pour 176 millions d'euros, principalement sur les sites de Belfort en France et de Sanand en Inde :
  - 94 millions d'euros pour les terrains et constructions valorisés sur la base des prix de marché,
  - 82 millions d'euros pour les autres installations, matériels et autres immobilisations évalués selon la méthode du coût de remplacement.
- Impôts différés passifs nets pour 160 millions d'euros : les impôts différés comptabilisés correspondent principalement aux effets d'impôts associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre du bilan d'ouverture (566 millions d'euros avant impôts).

Le goodwill provisoire déterminé s'élève à 513 millions d'euros et correspond à l'estimation des avantages économiques futurs attendus suite à cette acquisition, notamment :

- aux relations clients préexistantes et futures d'Arabelle Solutions avec le groupe EDF ;
- aux relations clients externes futures ;
- au potentiel technologique futur des activités acquises ;
- au capital humain d'Arabelle Solutions.

Le calcul du goodwill provisoire se détaille comme suit :

(en millions d'euros)	
Actifs nets acquis	391
Prix d'acquisition provisoire	904
Goodwill provisoire	**513**

3.1.3 Perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Limited

Sizewell C est le projet de construction d'une centrale nucléaire dans le Suffolk (Angleterre) comprenant deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,3 GW. Ce projet repose sur une stratégie de réplication d'Hinkley Point C.

Le projet Sizewell C a été désigné en novembre 2022 comme éligible au modèle de financement de Base d'Actifs régulés (RAB). Cependant la décision de construire la centrale reste soumise à la décision finale d'investissement (FID - *Final Investment Decision*).

Depuis le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique (His Majesty's Government, HMG) est actionnaire du projet. L'engagement d'EDF de financer le projet jusqu'à la FID est soumis à un plafond qui a été atteint fin 2023, en conséquence l'État britannique finance seul le projet depuis cette date.

À fin décembre 2024, l'État britannique détient 83,77 % du projet (50,56 % à fin décembre 2023) et EDF les 16,23 % restants (49,44 % à fin décembre 2023).

Au 31 décembre 2024, EDF a perdu le contrôle de Sizewell C compte tenu notamment des éléments suivants :

- la diminution progressive du pourcentage de détention a conduit à la perte des droits d'EDF dans la gouvernance de Sizewell C. Le pourcentage atteint un niveau proche de l'objectif de participation du Groupe visé à la date de décision finale d'investissement ;
- la sécurisation par l'État britannique du financement du projet jusqu'à mi-2026 qui démontre la volonté de HMG de soutenir le développement du projet ;
- la mise en place de l'équipe dirigeante de Sizewell C, indépendante d'EDF et ayant les compétences requises pour prendre les décisions et mener le projet de construction.

À compter du 31 décembre 2024, la société Sizewell C (Holding) Ltd est mise en équivalence du fait de l'influence notable désormais exercée par le Groupe sur cette entité (voir note 1.3.4.10).

Le bilan de sortie du périmètre de consolidation de Sizewell C (Holding) Ltd détaillé ci-dessous :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024
Goodwill	10.1	1 417
Immobilisations corporelles et autres actifs	10.3	3 686
TOTAL ACTIF		**5 103**
Capitaux propres	14	4 487
Dont intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	*14*	*4 486*
Autres passifs		616
TOTAL PASSIF		**5 103**

La participation du Groupe dans la société Sizewell C (Holding) Ltd est mise en équivalence au 31 décembre 2024 pour une valeur de 652 millions d'euros (voir note 12).

L'impact de la sortie de périmètre de Sizewell C (Holding) Ltd sur le résultat d'exploitation est présenté en « Autres produits et charges d'exploitation » pour (63) millions d'euros (voir note 7). Elle a également conduit à une augmentation des engagements hors bilan reçus sur les ventes d'exploitation compte tenu de l'entrée en vigueur des contrats conclus au titre du projet pour un montant de 1 591 millions d'euros (voir note 22.2.1.1).

3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, les actifs ou groupes d'actifs :

- détenus en vue de la vente, identifiés et classés comme tels au cours de l'exercice, ne font pas l'objet de changement de présentation, ni de retraitement rétrospectif dans les bilans des exercices antérieurs ;
- répondant aux critères de définition d'une activité abandonnée font, quant à eux, l'objet d'un retraitement dans le compte de résultat ainsi que dans le tableau des flux de trésorerie au titre des périodes antérieures présentées dans les états financiers.

Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement les actifs de stockage gaz au sein d'Edison en Italie (Stoccaggio). Le 25 juillet 2024, Edison a signé un accord concernant la vente des actifs de stockage de gaz avec Snam SpA (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 25 juillet 2024).

La cession des actifs de stockage d'EDF Energy au Royaume-Uni, classés en actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2023, a été réalisée en mars 2024, sans impact significatif sur le compte de résultat, ni sur l'endettement net du Groupe.

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**589**	**596**
Immobilisations corporelles et incorporelles	417	440
Autres actifs courants[1]	172	156
PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**122**	**147**
Provisions et autres passifs non courants	100	137
Autres passifs courants[1]	22	10

(1) Les autres actifs et passifs courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement.

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2024

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- **« Production - Commercialisation » (P)** : production d'énergie nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique,...) ; commercialisation aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux particuliers ;
- **« Distribution » (D)** : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension. Cette activité regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- **« Services » (S)** : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ainsi que les activités de services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend les activités de Framatome, d'Arabelle Solutions et de Dalkia ;
- **« Autres activités » (A)** : cette activité comprend les autres services énergiques, les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés ainsi que les activités réalisées par EDF Trading.

Les sociétés et paliers de consolidation faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés ci-après.

3.3.1 Sociétés consolidées par intégration globale

France - Activités de production et commercialisation		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		96,10	95,10	A
NUWARD		100,00	100,00	A
Cyclife		100,00	100,00	A
IZI Confort		100,00	100,00	A
Sowee[1]		-	100,00	A
IZI Solutions Durables (ex IZI Solutions)		100,00	100,00	A
IZI Solutions Renov[2]		-	100,00	A
IZIVIA		100,00	100,00	A
EDF Pulse Holding		100,00	100,00	A
Hynamics		100,00	100,00	P
Agregio solutions		100,00	100,00	A
Energy2Market (E2M)		100,00	100,00	A
EDF Solutions Solaires (ex EDF ENR)		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	51,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
France - Activités régulées				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
Industrie et Services				
Framatome	France	80,50	75,50	S
Arabelle Solutions[3]	France	100,00	n.a.	S
Arabelle Solutions SAS (ex Société C109)	France	100,00	n.a.	S
Arabelle Solutions Holding UK	Royaume-Uni	100,00	n.a.	S
Royaume-Uni				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,17	97,17	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
Luminus SA	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Brasil Holding[4]	Brésil	100,00	n.a.	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
Lingbao	Chine	65,00	65,00	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

(1) La société Sowee a été fusionnée dans EDF SA le 31 octobre 2024.

(2) La société IZI Solutions Rénov a été fusionnée dans la société IZI Solutions Durables le 31 mai 2024.

(3) Arabelle Solutions correspond à l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024.

(4) Certaines filiales auparavant détenues par EDF Norte Fluminense (dont la Compagnie Énergétique de Sinop, société détenue à 51 % et mise en équivalence) sont désormais détenues par EDF Brasil Holding.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
EDF Renouvelables				
EDF Renouvelables	France	100,00	100,00	P, A
Dalkia				
Dalkia	France	99,94	99,94	S
Autres métiers				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
Citégestion	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	86,22	92,46	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

Autres métiers		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

France - Activités de production et commercialisation		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest)[1]	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Thyssengas (EDF Invest)	Allemagne	-	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Energy Assets Group (EDF Invest)	Royaume-Uni	40,00	40,00	A
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	50,00	50,00	P
Clariane & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	33,33	A
Holding d'Infrastructures Numériques	France	33,33	n.a.	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,67	16,67	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Memphis (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Nordic Logistic (EDF Invest)	Suède	50,00	n.a.	A
Fjord1 (EDF Invest)	Norvège	40,05	n.a.	A
Parcolog Invest (EDF Invest)	France	50,00	n.a.	A
Encore + Bergère (EDF Invest)	France	49,00	n.a.	A
Optimus Tower Holding (EDF Invest)	Autriche	40,10	n.a.	A
Autre international				
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	40,00	40,00	P
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	50,00	50,00	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	40,00	P

(1) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.

3.3.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage de droits de votes détenu au 31/12/2024
Edison SpA	97,17	100,00
EDF Investissements Groupe SA	86,22	50,00

Note 4 Informations sectorielles

4.1 Informations par secteur opérationnel

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- **« France - Activités de production et commercialisation »** qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- **« France - Activités régulées »** qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- **« Industrie et Services »** qui désigne les entités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions ;
- **« Royaume-Uni »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- **« Italie »** qui désigne les entités du sous-groupe Edison et TdE SpA ;
- **« Autre international »** qui désigne EDF International et les autres entités situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- **« EDF Renouvelables »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables ;
- **« Dalkia »** qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- **« Autres métiers »** qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Suite à l'acquisition par le Groupe d'Arabelle Solutions le 31 mai 2024 (voir note 3.1.2), le secteur intitulé « Framatome » a été renommé « Industrie et Services ». Ce secteur intègre ainsi les activités industrielles en lien avec la production d'équipements et la fourniture de services pour les activités nucléaires portées par les entités Framatome et Arabelle Solutions.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

4.1.1 Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industrie et Services[1]	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers[2]	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	*47 991*	*20 037*	*2 525*	*17 477*	*15 197*	*4 280*	*1 534*	*5 323*	*4 326*	-	*118 690*
Chiffre d'affaires intersecteurs	*2 975*	*34*	*2 648*	*21*	*26*	*316*	*620*	*695*	*522*	*(7 857)*	-
Chiffre d'affaires	50 966	20 071	5 173	17 498	15 223	4 596	2 154	6 018	4 848	(7 857)	118 690
Autres consommations externes et charges de personnel	(10 250)	(5 413)	(4 131)	(1 943)	(1 433)	(1 005)	(1 392)	(3 603)	(239)	1 695	(27 714)
Excédent brut d'exploitation	20 950	5 576	499	3 485	1 762	835	1 387	425	1 985	(381)	36 523
Résultat d'exploitation	11 698	1 823	92	1 283	531	557	506	45	2 149	(357)	18 327
Bilan :											
Goodwill	127	223	2 023	3 596	142	56	195	634	112	-	7 108
Immobilisations incorporelles et corporelles	67 128	74 265	3 917	25 829	5 699	2 542	13 368	2 644	554	-	195 946
Investissements corporels et incorporels	7 709	5 803	522	7 152	596	413	2 068	478	38	-	24 779
Total actif	214 091	76 443	7 296	18 781	4 577	20 345	14 852	5 429	3 391	-	365 205
Emprunts et dettes financières	91 049	7 280	928	8 115	1 417	23 031	13 515	2 157	1 150	(66 840)	81 802

(1) Le secteur Industrie et Services inclut les activités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions. Concernant Arabelle Solutions, les flux sur le résultat du Groupe correspondent à 7 mois d'activité depuis son entrée dans le périmètre de consolidation au 31 mai 2024 (voir note 3.1.2).

(2) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 1 908 millions d'euros.

4.1.2 Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers[1]	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	*60 313*	*19 370*	*2 010*	*21 094*	*17 745*	*5 168*	*1 338*	*5 733*	*6 944*	-	*139 715*
Chiffre d'affaires intersecteurs	*3 931*	*43*	*2 056*	*38*	*42*	*415*	*693*	*662*	*733*	*(8 613)*	-
Chiffre d'affaires	64 244	19 413	4 066	21 132	17 787	5 583	2 031	6 395	7 677	(8 613)	139 715
Autres consommations externes et charges de personnel	(9 589)	(5 181)	(3 259)	(1 767)	(1 416)	(967)	(1 292)	(3 595)	(365)	1 468	(25 963)
Excédent brut d'exploitation	24 677	3 707	597	3 967	1 855	872	932	407	3 255	(342)	39 927
Résultat d'exploitation	18 651	13	238	(9 823)	789	245	206	35	3 162	(342)	13 174
Bilan :											
Goodwill	130	223	1 475	4 901	150	51	197	626	142	-	7 895
Immobilisations incorporelles et corporelles	64 499	71 353	2 953	21 593	5 721	2 495	13 060	2 429	456	-	184 559
Investissements corporels et incorporels	6 584	5 217	341	5 529	520	315	2 124	366	25	-	21 021
Total actif	164 285	76 381	7 280	46 240	10 067	6 917	18 942	6 197	28 503	-	364 812
Emprunts et dettes financières	96 129	6 152	296	7 984	1 780	18 754	11 603	2 086	2 795	(60 932)	86 647

(1) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 3 666 millions d'euros.

4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique

(en millions d'euros)	2024	2023
France	70 346	81 153
Royaume-Uni	22 261	28 987
Italie	13 129	15 463
Belgique	3 659	4 589
Autres	9 295	9 523
dont Europe	*5 462*	*6 042*
dont Amériques	*2 626*	*2 438*
dont Asie	*911*	*833*
dont Afrique	*282*	*204*
CHIFFRE D'AFFAIRES	**118 690**	**139 715**

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Chiffre d'affaires	**5.1**	**118 690**	**139 715**
Achats de combustible et d'énergie	**5.2**	**(54 217)**	**(80 989)**
Services extérieurs		(19 754)	(17 281)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(4 958)	(4 550)
Production stockée et immobilisée		13 579	11 041
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		335	297
Autres consommations externes(1)		**(10 798)**	**(10 493)**
Charges de personnel	**5.3**	**(16 916)**	**(15 470)**
Impôts et taxes	**5.4**	**(4 142)**	**(4 064)**
Autres produits et charges opérationnels	**5.5**	**3 906**	**11 228**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**36 523**	**39 927**

(1) Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 0,5 % par rapport à 2023.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une variation organique de (3 354) millions d'euros, soit -8,4 %. Cette évolution s'explique principalement par une diminution sur les secteurs **France - Activités de production et commercialisation** ((3 727) millions d'euros), **Autres métiers** ((1 269) millions d'euros) et **Royaume-Uni** ((595) millions d'euros), a contrario, une croissance sur le secteur **France - Activités régulées** (1 869 millions d'euros) et **EDF Renouvelables** (456 millions d'euros).

L'EBE du secteur **France - Activités de production et commercialisation** connait une baisse organique de (3 727) millions d'euros malgré une hausse de la production nucléaire (+41,3 TWh) et hydraulique (+11,8 TWh) dans un contexte de baisse des prix de marché.

La baisse de l'excédent brut d'exploitation du secteur **Autres métiers** pour (1 269) millions d'euros s'explique principalement par l'activité de Trading pour (1 621) millions, dans un contexte de recul de la volatilité et des prix de marché. L'EBE des activités gazières est en hausse de +341 millions d'euros, en raison principalement de la réalisation de marges plus importantes sur l'activité de stockage.

La baisse organique de l'EBE du secteur **Royaume-Uni** de (595) millions d'euros s'explique en particulier par une baisse des marges dans les segments des clients résidentiels et petites entreprises, ainsi que l'impact des baisses des prix de marché.

Concernant le secteur **France - Activités régulées**, la hausse organique de l'EBE de 1 869 millions d'euros s'explique principalement par un effet prix positif, en raison d'achats de pertes réseaux effectués à des prix de marché moins élevés qu'en 2023 et à l'effet favorable de la hausse du TURPE au 1er novembre 2024.

Arabelle Solutions, consolidé depuis le 31 mai 2024, génère un excédent brut d'exploitation de (120) millions d'euros au sein du secteur **Industries et Services.**

5.1 Chiffre d'affaires

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client) ;
- la prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

Cela s'applique notamment à certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants conçus spécifiquement pour un client (en particulier ceux fabriqués par Framatome et Arabelle Solutions).

ACTIVITÉ TRADING

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie *(trading)*. Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de *trading* pour compte de tiers ou pour compte propre, adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

Elle intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et *options*.

EDF Trading réalise des opérations d'achats et de ventes sur les marchés de gros en Europe et en Amérique du Nord :

- d'électricité et de combustibles (principalement gaz) ;
- de permis d'émission de CO_2, dérivés climatiques et autres instruments environnementaux ;
- de garanties de capacités de production électrique.

En ce qui concerne le GNL, les activités d'optimisation (comptabilisée en tant qu'activité conjointe) et de *trading* (comptabilisée sous forme de coentreprise) sont réalisées au travers de sa participation dans JERA Global Markets, codétenue par JERA.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Les opérations relatives aux mécanismes de capacité sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH est réputé intégrer une valeur capacitaire ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
  - acteurs obligés : sur les 5 mois de la période de pointe,
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

5.1.1 Évolutions réglementaires

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a autorisé le maintien des TRVE pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, au bénéfice des consommateurs, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition, conformément à la directive 2019/944 concernant le marché intérieur de l'électricité, qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros (les tarifs bleus). Le seuil lié à la puissance a été supprimé à compter du 1er février 2025 en application de la loi 2024-330 du 11 avril 2024 et du décret 2025-49 du 15 janvier 2025. Ainsi, ces mêmes consommateurs pourront bénéficier des TRVE pour leurs sites ayant une puissance strictement supérieure à 36 kVA (les tarifs jaunes).

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L.337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a la charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Évolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Évolution des tarifs bleus non-résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
19/01/2023	+ 15 % TTC (+ 20,0 % HT)	+ 15 % TTC (+ 19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	+ 10 % TTC (+ 10,0 % HT)	+ 10 % TTC (+ 10,0 % HT)	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	+ 9,5 % TTC (+ 0,18 % HT)	+ 5,7 % TTC (- 3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	- 15 % TTC (-22,61 % HT)	- 15,06 % TTC (- 22,67 % HT)	28/01/2025	01/02/2025

Dans une délibération du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne HT de 22,61 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 22,67 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2025. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 28 janvier 2025. Par ailleurs, un arrêté du 20 décembre 2024 a précisé les niveaux d'accise applicables à partir du 1er février 2025. Le cumul de ces évolutions a conduit à une baisse moyenne TTC de 15 % des tarifs bleus résidentiels et de 15,06 % des tarifs bleus non résidentiels.

Dans une délibération du 16 janvier 2025, la CRE a proposé les barèmes de prix des tarifs jaunes et verts applicables aux souscriptions pour des sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ces barèmes sont construits, comme pour les sites de puissances inférieures, par application de la méthode de construction "par empilement" des coûts, dont les principes sont décrits aux articles L.337-6 et R.337-19 du Code de l'énergie.

Dispositif amortisseur électricité

L'article 225 de la loi de finances 2023-1322 du 29 décembre 2023 a prolongé et modifié pour l'année 2024 le dispositif d' « amortisseur électricité » institué initialement par l'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 dans le but d'accompagner, en 2023, les entreprises et les collectivités locales non éligibles au bouclier tarifaire.

Les décrets 2023-1421 et 2023-1422 du 30 décembre 2023 précisent les modalités d'application de l'amortisseur électricité pour 2024 : les clients éligibles bénéficient d'une réduction de prix de 75 % (100 % pour les Très Petites Entreprises) sur les volumes consommés sur le mois considéré (dans la limite de 90 % de leur consommation historique), calculée par différence entre le prix moyen de la part variable hors taxes et hors TURPE de leur contrat sur l'année 2024 et le prix d'exercice fixé à 250 €/MWh (230 €/MWh pour les Très Petites Entreprises).

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseau Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité sont couverts par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE), visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie, dès lors qu'ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

TURPE 6 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal Officiel de la République Française n°0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA- BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1er août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

Dans sa délibération n°2024-122 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1er août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1er août 2023 et de + 2,26 % au 1er août 2022, la CRE ayant fixé la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % dans sa délibération 2021-13 du 21 janvier 2021.

Dans sa délibération n°2024-121 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Transport de + 4,99 % au 1er août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,69 % au 1er août 2023 et de -0,01 % au 1er août 2022, la CRE ayant fixé un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt dans sa délibération 2021-12 du 21 janvier 2021.

Par une lettre du 29 août 2024, publiée au Journal Officiel de la République Française le 31 août 2024, le ministre délégué auprès du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, chargé de l'industrie et de l'énergie, a demandé à la CRE une nouvelle délibération relative à l'évolution du TURPE, prenant mieux en compte les orientations de politique énergétique du gouvernement notamment en termes de stabilité tarifaire, compte tenu de la baisse attendue des TRVE au 1er février 2025. La CRE a publié le 10 septembre 2024 la délibération n°2024-158 dans laquelle elle considère que ses délibérations précédentes ne méconnaissent pas les orientations de politique énergétique et demande leur publication au Journal Officiel de la République Française par l'autorité administrative, en précisant que la date d'entrée en vigueur de ses nouvelles délibérations serait fixée au 1er novembre 2024, ce qui a été fait.

Dans sa délibération 2025-08 du 15 janvier 2025 la CRE a proposé une hausse exceptionnelle du niveau moyen du TURPE Distribution de + 7,7 % au 1er février 2025. Cette évolution vise à anticiper l'apurement du CRCP (Compte de Régularisation des Charges et Produits) d'Enedis constitué lors des premières années de TURPE 6. Cette anticipation a vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur au 1er août 2025.

De même pour le TURPE Transport, la CRE a proposé un mouvement exceptionnel de + 9,61 % au 1er février 2025 dans sa délibération 2025-09 du 15 janvier 2025.

Par ailleurs, les utilisateurs du réseau public de transport, dont Enedis, ont bénéficié d'un versement anticipé exceptionnel de RTE en février 2023 (restitution anticipée d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits de RTE). Le Groupe avait à ce titre reconnu un avoir à recevoir de la part de RTE de 1 723 millions d'euros au 31 décembre 2022.

TURPE 7 Distribution et Transport

La CRE a publié le 4 février 2025 sa délibération n°2025-40 portant projet de décision sur le TURPE 7 Distribution. La CRE y fixe un niveau de marge sur actif de 2,5 %, une rémunération complémentaire des capitaux propres de 2,9 % et une rémunération des emprunts financiers de 2,1 % pour la période TURPE 7. Compte tenu des charges à couvrir, la CRE indique que l'évolution exceptionnelle de 7,7 % au 1er février 2025 doit permettre de couvrir les charges prévisionnelles de la période tarifaire sans évolution au 1er août 2025 et avec des évolutions proches de l'inflation pour les 1ers août 2026, 2027 et 2028, sur la base des éléments connus à date. Dans l'hypothèse d'un transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État au 1er août 2025, le TURPE Distribution serait diminué de 1,92 %.

La CRE a publié le 4 février 2025 sa délibération n°2025-39 portant projet de décision sur le TURPE 7 Transport. La CRE y fixe un taux de rémunération de la Base d'Actifs Régulés de 5 % avant impôts. Elle retient en outre une prime de rémunération complémentaire spécifique de 0,5 % pour les actifs constitutifs de raccordement des parcs éoliens en mer du fait d'une complexité et de risques supérieurs au reste de l'activité de RTE. Compte tenu des charges à couvrir, la CRE indique que l'évolution exceptionnelle de 9,6 % au 1er février 2025 doit permettre de couvrir les charges prévisionnelles de la période tarifaire sans évolution au 1er août 2025 et avec des évolutions proches de l'inflation pour les 1ers août 2026, 2027 et 2028, sur la base des éléments connus à date.

Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Aux fins de péréquation des charges de distribution d'électricité entre les gestionnaires de réseaux, ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser tout ou partie de ces charges résultant de l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux et qui ne sont pas pris en compte dans le tarif. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE, si le gestionnaire de réseau en fait la demande à partir de l'analyse de ses comptes. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne Enedis, Électricité de Strasbourg et SEI.

Dans sa délibération n° 2024-97 du 13 juin 2024, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 252 millions d'euros au titre de 2024.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 22 novembre 2023 fixe les contributions et les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2023. Ainsi, la contribution forfaitaire de Strasbourg Électricité Réseaux s'élève à environ 1,1 million d'euros et celle d'Enedis à environ 30,1 millions d'euros, Enedis étant par ailleurs le gestionnaire désigné par la CRE pour assurer la collecte et le versement des contributions FPE pour l'ensemble des ELD (Entreprises Locales de Distribution).

Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

Dispositif général

Le dispositif d'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond maximum légal était de 100 TWh par an. Il a été ensuite été porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne, non obtenu à ce jour.

Contentieux des 20 TWH additionnels d'électricité pour la période avril-décembre 2022

Aux termes d'un dispositif imposé par le Gouvernement à EDF début 2022, les fournisseurs alternatifs d'électricité éligibles étaient en droit de bénéficier au maximum de 20 TWh supplémentaires d'électricité pour la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022, au prix régulé de 46,20 €/MWh, à condition de vendre à EDF un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh. Seuls 19,5 TWh ont été demandés dans ce cadre par les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le dispositif.

En parallèle, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros.

ARENH au titre de 2024

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2024, par sa délibération n° 2023-330 du 26 octobre 2023, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n° 2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2024 et les critères d'évaluation des demandes d'ARENH (modalités de contrôle et, éventuellement, de correction des demandes ARENH formulées par les fournisseurs alternatifs lors du guichet ARENH).

La délibération précise que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas, comme précisé dans l'arrêté du 28 avril 2011) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront contractualiser directement avec leur société mère un approvisionnement dans des conditions identiques à celles de l'accord-cadre ARENH incluant, notamment, les conditions d'écrêtement auxquelles les autres fournisseurs alternatifs sont soumis.

Le 15 novembre 2023, par sa délibération 2023-333, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a délibéré une évolution des règles de calcul du complément de prix ARENH dit CP2 versé par les fournisseurs alternatifs qui font des demandes excessives d'ARENH par rapport à leurs volumes de ventes réels. Ces évolutions sont de nature à rendre plus dissuasive la pénalité associée aux demandes excédentaires de ces fournisseurs au guichet ARENH.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2023, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2024 s'est élevée à 130,45 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,04 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 130,41 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écrêtement à 76,68 %. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (25,54 TWh).

Au cours de l'année 2024, la CRE a notifié EDF à trois reprises des interruptions de livraisons d'ARENH, dont deux au titre de décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), et une au titre de la transmission universelle de patrimoine de Sowee à EDF SA. Au cumul, ces interruptions ont représenté un ruban de 7,3 MW dont un ruban de 1,1 MW au titre des décisions CoRDiS.

Le décret 2024-556 publié le 18 juin 2024 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie pour la mettre en cohérence avec les évolutions législatives introduites par la loi de finances 2024 concernant le complément de prix ARENH. Le montant du complément de prix CP1 collecté au titre des volumes d'ARENH livrés à compter de l'année 2023 ne sera plus réparti entre les fournisseurs alternatifs mais versé à EDF en déduction des charges de service public. Cette modification est sans impact dans le compte de résultat du Groupe.

La CRE a publié le 26 juin 2024 sa délibération 2024-125 portant décision sur les compléments de prix ARENH qui s'élèvent à 555,1 millions d'euros au titre du CP1 et 0,5 million d'euros au titre du CP2.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2024, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2025 s'est élevée à 135,04 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse pour 4 fournisseurs, pour un total de - 0,11 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 134,93 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écrêtement à 74,12 %. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (22,7 TWh).

Un arrêté du 29 novembre 2024 a été publié au Journal Officiel de la République Française le 5 décembre modifiant l'accord cadre ARENH. Il rétablit notamment des éléments des annexes de l'arrêté précédent.

Cadre de marché post ARENH

Afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit également le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et, entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €$_{2022}$/MWh et de 110 €$_{2022}$/MWh.

Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni, en Belgique et en Italie pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

Dispositif français : La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement depuis le 1er janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés) doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables), en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

Une mise à jour des règles du mécanisme intervenue en octobre 2023 fournit des cadres pour la résiliation anticipée de contrats d'obligation d'achat et pour la restriction de la participation, à partir de 2025, des capacités utilisant des combustibles fossiles.

Il est à noter que la durée de la dernière année de livraison du mécanisme actuel, 2026, a été modifiée pour permettre la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. Ainsi, l'année de livraison 2026 du mécanisme actuel a été « réduite », et s'étendra du 1er janvier au 31 mars 2026.

Le futur mécanisme de capacité fait l'objet d'une concertation et aurait pour caractéristique principale de centraliser l'achat de la sécurité d'approvisionnement, sous la forme d'acquisition d'engagements de disponibilité, par un acteur unique qui serait RTE. Cette centralisation, accompagnée d'une réduction du nombre d'enchères, devrait permettre une meilleure lisibilité des fondamentaux de ce marché par l'ensemble des acteurs. Ce changement de mécanisme nécessite l'approbation du Parlement français et de la Commission européenne (au titre des aides d'État).

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens observés, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2023	2024	2025
Prix (€/kW)	45,6	27,1	14,7

Pour l'année de livraison 2026, quatre sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril, 6,1 €/kW en septembre, 3,5 €/kW en octobre et 2,5 €/kW en décembre.

Dispositif britannique : le mécanisme, instauré en 2014, repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire du système électrique « National Grid ESO » 4 ans avant l'année de livraison. Les fournisseurs de capacité, qui ont été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison (qui couvre la période du 1er octobre au 30 septembre) par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité et sont passibles de sanction en cas de non-respect de leurs obligations.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe de consommation et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est enregistrée en achats d'énergie sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

Le gouvernement étudie actuellement les options de réforme du marché de la capacité afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité et de soutenir son engagement à fournir un système électrique décarboné d'ici 2035. L'éventuelle évolution des règles devrait s'appliquer à tout nouvel accord de capacité attribuée, mais ne modifierait pas sensiblement les droits et obligations des fournisseurs de capacité au titre des accords existants.

Dispositif italien : le mécanisme de capacité, mis en place en 2019, repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants d'installations de production et de stockage, existantes ou à venir, peuvent participer à ces enchères. Les opérateurs dont les installations sont sélectionnées ont l'obligation de mettre à disposition leurs capacités sur les marchés et sont rémunérés par une prime fixe durant un an pour les capacités existantes et 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

Si le prix de vente sur les marchés est supérieur au prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à TERNA.

Pour 2024, la capacité offerte par Edison (centrales existantes de 2,3 GW) a été entièrement retenue pour un prix annuel de 33 k€/MW pour les centrales existantes.

La prime fixe est reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minorée le cas échéant des reversements à TERNA ou en cas d'indisponibilité de l'installation.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Production - Commercialisation	87 086	108 015
Distribution	18 978	18 046
Services	8 289	7 743
Autres activités	4 337	5 911
dont Trading	*1 908*	*3 666*
CHIFFRE D'AFFAIRES	**118 690**	**139 715**

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de 2024 est en baisse de -15,7 % soit (21,9) milliards d'euros. Cette évolution concerne principalement les secteurs France – Activités de production et commercialisation ((12,3) milliards d'euros, soit -20,4 %), Royaume-Uni ((4,2) milliards d'euros, -19,8 %), Autres métiers ((2,6) milliards d'euros, soit -37,7 %) et Italie ((2,5) milliards d'euros, soit -14,3 %).

En 2024, le chiffre d'affaires lié aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz représente 3 855 millions d'euros (5 330 millions d'euros en 2023). Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. En 2024 comme en 2023, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont **Autres métiers** (gaz), l'**Italie** (électricité) et **Dalkia** (électricité).

Production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du secteur **France - Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de (12,3) milliards d'euros. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix pour les clients en offre de marché atténuée par la hausse de la production nucléaire (+41,3 TWh) et hydraulique (+11,8 TWh).

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires est en baisse organique de (4,2) milliards d'euros, du fait principalement de l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients et ce, malgré une production nucléaire stable par rapport à 2023.

La diminution organique du chiffre d'affaires de l'**Italie** atteint (2,5) milliards d'euros et s'explique essentiellement par une baisse des prix sur le gaz.

Distribution

Cette hausse est portée par l'augmentation du chiffre d'affaires d'Enedis (secteur **France - Activités régulées**) de 746 millions d'euros, en lien principalement avec l'indexation du TURPE 6 (+4,81 % HT au 1er novembre 2024).

Les prestations d'acheminement, incluses dans la ligne « Distribution », sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la ligne « Production - Commercialisation » car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont également incluses dans le poste « charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

Services

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 5 323 millions d'euros, en baisse organique de (379) millions d'euros (-6,6 %) par rapport à 2023. Cette évolution est principalement liée à la baisse du prix du moyen du gaz ainsi qu'aux ventes ponctuelles d'actifs de production en 2023 sans équivalent en 2024.

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 2 270 millions d'euros, en hausse organique de 140 millions d'euros (+7 %) par rapport à 2023 du fait d'une accélération des livraisons de combustible aux USA et en Europe.

Le chiffre d'affaires de **Arabelle Solutions** s'élève à 255 millions d'euros pour les 7 mois depuis son entrée dans le périmètre du groupe EDF depuis le 31 mai 2024.

Autres activités

La diminution organique du chiffre d'affaires du segment **Autres métiers** de (2 618) millions d'euros provient de la baisse de la marge de *trading* à hauteur de (1 758) millions d'euros en raison du recul de la volatilité et des prix de marché des énergies et, des activités gazières pour (851) millions d'euros dans un contexte de baisse des prix de marché de gros du gaz.

5.2 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Achats consommés de combustible – production d'énergie[1]	(17 598)	(21 497)
Achats d'énergie[1]	(27 823)	(51 600)
Charges de transport et d'acheminement	(9 602)	(8 509)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	218	(257)
(Dotations)/reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	588	874
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(54 217)**	**(80 989)**

(1) Incluent en 2024, en lien avec les opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, 126 millions d'euros dans les achats consommés de combustibles et 6 636 millions d'euros dans les achats d'énergie (respectivement 1 867 et 26 792 millions d'euros en 2023). En 2024, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont la France - Activités de production et commercialisation (gaz et électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus - gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2023, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, gaz, et matières fossiles, et en proportion peu significative charbon et fioul), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

La ligne « Achats d'énergie » intègre les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie diminuent de 27,1 milliards d'euros par rapport à 2023, principalement sur les secteurs **France - Activités de production et de commercialisation** pour 17,2 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité), **Royaume-Uni** pour 3,6 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz et d'électricité) et **Italie** pour 2,4 milliards d'euros (principalement des achats de gaz). En France, la diminution des achats d'électricité s'explique principalement par la baisse des prix de marché, et dans une moindre mesure par un effet volume lié à une meilleure disponibilité du parc de production.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Rémunérations	(11 140)	(10 428)
Charges de sécurité sociale	(2 606)	(2 247)
Intéressement et participation	(500)	(386)
Autres contributions liées au personnel	(389)	(365)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(263)	(222)
Avantages à court terme	**(14 898)**	**(13 648)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 335)	(1 258)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(506)	(423)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 841)**	**(1 681)**
Autres avantages à long terme	(154)	(120)
Indemnités de fin de contrat	(23)	(21)
Autres charges de personnel	**(177)**	**(141)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(16 916)**	**(15 470)**

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +7,6 % par rapport à 2023. L'augmentation des rémunérations est notamment liée aux effets de mesures salariales mises en place dans les différentes entités du Groupe en lien avec le contexte inflationniste et la hausse des effectifs moyens par rapport à 2023 (+5,8 %).

Les effectifs moyens sont les suivants :

(en équivalent temps plein)	2024	2023
Statut IEG	98 549	96 093
Autres	83 301	75 769
EFFECTIFS MOYENS	**181 850**	**171 862**

5.4 Impôts et taxes

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts et taxes sur rémunérations	(375)	(347)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 589)	(1 556)
Autres impôts et taxes	(2 178)	(2 161)
IMPÔTS ET TAXES	**(4 142)**	**(4 064)**

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes augmentent de (68) millions d'euros, soit +1,7 % principalement sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour (141) millions d'euros (hausse des taxes locales), et le secteur **Royaume-Uni** pour (91) millions d'euros dus à la taxe sur les revenus de la réglementation *Electricity Generator Levy* qui atteint (491) millions d'euros en 2024 contre (400) millions d'euros en 2023. Ces augmentations sont compensées par une baisse des impôts et taxes sur le secteur **Autre international** pour 172 millions d'euros suite à l'absence de prorogation de la CRI en 2024 en **Belgique** ((146) millions d'euros en 2023 comptabilisée en « Autres impôts et taxes »).

Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'**Union européenne** a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergie pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois, par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État, l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1er décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, certains États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

S'agissant du **groupe EDF**, sont notamment concernées par ces prélèvements les activités en France et au Royaume-Uni, la mesure n'ayant pas été reconduite en 2024 en Belgique.

En **France,** le dispositif a été prorogé pour la période comprise entre le 1er janvier 2024 et le 31 décembre 2024 par l'article 80 de la loi de finances pour 2024 avec des amendements sur les seuils de déclenchement et les modalités de calcul. Ce dispositif, prévoit désormais une taxation à hauteur de 50 % (contre 90 % sur les périodes précédentes) des revenus, avec le maintien de la possibilité de reporter en avant une quote-part des déficits éventuellement dégagés au titre d'une période sur les périodes ultérieures.

Par conséquent, au sein du groupe EDF en **France,** sont concernées par la CRI, EDF SA (aucune taxation au titre de 2024 en raison du report des déficits des périodes précédentes) ainsi que les entités françaises de Dalkia (0,1 million en 2024 et 9 millions d'euros en 2023) et EDF Renouvelables (9 millions d'euros 2024 et 12 millions d'euros en 2023) au titre de la production d'énergie renouvelable ou à partir de cogénération.

Le **Royaume-Uni** a mis en place depuis le 1er janvier 2023 une taxation à hauteur de 45 % des revenus de la production d'électricité excédant 75£/MWh (*Electricity Generator Levy*). Depuis le 1er avril 2024, ce seuil a été réévalué à 77,95£/MWh. Cette taxe est due par les producteurs d'électricité d'origine charbon, renouvelable et nucléaire, mais exclut les centrales à gaz. Il est prévu que le mécanisme s'applique jusqu'au 30 mars 2028. Ce dispositif génère une charge de 491 millions d'euros en 2024 pour EDF Energy (400 millions d'euros en 2023).

5.5 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Subventions d'exploitation (dont CSPE)	5.5.1	7 127	14 493
Résultat de déconsolidation	5.5.2	470	55
Résultat de cession d'immobilisations	5.5.2	(201)	(228)
Dépréciations/reprises nettes aux provisions sur actifs courants	5.5.3	(164)	(702)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation[1]		(492)	(77)
Autres produits et charges	5.5.4	(2 834)	(2 313)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		**3 906**	**11 228**

(1) Voir notes 15.1.1.1, 17.1 et 17.2

5.5.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2024 qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 861 millions d'euros en 2024 (14 126 millions d'euros en 2023) et qui se détaille comme suit :

- un produit de 3 018 millions d'euros (contre une charge de 2 193 millions d'euros au 31 décembre 2023) au titre de la compensation relative aux obligations d'achat. En effet, au cours de l'année 2023, les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont été négatives du fait du niveau très élevé des prix de marché qui étaient devenus supérieurs au prix de soutien garanti par l'État ;
- un produit destiné à couvrir les pertes de recettes liées aux dispositifs d'aide aux clients finals pour 1 562 millions d'euros (contre 13 992 millions d'euros en 2023). Le dispositif du bouclier tarifaire électricité, qui a pris fin le 31 janvier 2024, est compensé à hauteur de 1 730 millions d'euros, minoré par une charge à payer au titre de l'amortisseur d'électricité à hauteur de (168) millions d'euros. Le dispositif du bouclier tarifaire gaz ayant pris fin en juillet 2023, aucune subvention n'a été comptabilisée concernant ce dernier au 31 décembre 2024 ;
- un produit de 2 281 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités.

La contrepartie du produit de CSPE au 31 décembre 2024 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 13.4).

Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) (France)

Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la Loi de Finances rectificative 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis le 1er janvier 2021 compensées d'une part via le budget général de l'État et d'autre part, depuis la loi de finances initiale 2024, par les compléments de prix ARENH.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2024 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2024 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté d'un montant de 4,9 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, les charges liées à la protection du pouvoir d'achat des consommateurs pour l'électricité (voir note 5.1.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (Énergies Renouvelables) cogénération essentiellement ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en février 2024, d'un rabot de 0,2 milliard d'euros pour s'établir à 4,7 milliards d'euros.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), intitulée également sur les factures clients « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE)), sont reversées directement au budget général. L'accise sur l'électricité est collectée par les fournisseurs d'électricité directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou directement perçue auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de l'accise est fixé à 32 €/MWh pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également un tarif particulier, des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises. Toutefois, la conservation de mesures de protection du pouvoir d'achat pour l'électricité a eu pour effet d'appliquer un taux de 21 €/MWh pour les particuliers éligibles au taux plein à compter du 1er février 2024.

Conformément au décret n°2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie et aux dispositions de la loi de finances 2024, la CRE a publié en 2024, deux délibérations. La première n°2024-139 du 11 juillet 2024 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2025, la re-prévision des charges au titre de 2024, ainsi que l'évaluation des charges constatées au titre de 2023. La seconde n°2024-216 du 5 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2024 et en 2025 pour le bouclier tarifaire et les amortisseurs.

5.5.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent en 2024 les plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 505 millions d'euros (48 millions d'euros en 2023).

Concernant la société Sizewell C (Holding) Ltd, l'impact de la sortie de périmètre est présenté en « Autres produits et charges d'exploitation » pour (63) millions d'euros (voir notes 3.1.3 et 7).

5.5.3 Dépréciations et reprises nettes des actifs courants

Les dépréciations et reprises nettes des actifs courants intègrent principalement en 2024 des dépréciations de créances clients au Royaume-Uni et en France. En 2023, une dépréciation du stock de charbon de la centrale de Cordemais avait été comptabilisée pour 230 millions d'euros.

5.5.4 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les charges liées à l'obtention des certificats d'économies d'énergie (CEE), les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France. Il vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. À l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue sous forme de prime négative. Dans certains cas, un plafonnement de la prime négative s'appliquait. L'article 230 de la loi de finances 2023 a supprimé rétroactivement ce plafonnement à compter du 1er janvier 2022.

Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré le déplafonnement des avoirs des contrats de complément de rémunération bénéficiant aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables, mais a différé l'effet de cette censure au 31 décembre 2025 au plus tard.

Ce potentiel remboursement serait compensé via le mécanisme CSPE.

Les autres produits et charges comprennent également, les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés au 31 décembre 2024 :

- des charges à hauteur de 72 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 21 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 45 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 6 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 36 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessous.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de Sûreté Nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n°1 le 22 février 2020 et du réacteur n°2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans pour l'essentiel (hors démantèlement) suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 13.6) ;

  Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;
- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) puis en « Réacteur Sans Combustible » (RSC) jusqu'à la prise d'effet du décret de démantèlement attendue pour 2026.

CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale puis, depuis 2018, quadriennale.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et des achats de certificats sur le marché secondaire.

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués peuvent être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des CEE délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

MÉCANISME RÈGLEMENTAIRE EN FRANCE

La 5e période des CEE (2022-2025) a débuté le 1er janvier 2022. Le décret n°2021-712 a renforcé l'efficience du dispositif (forte baisse des bonifications, calculs plus proches des économies réelles…), ainsi que les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité de 15 €/MWhc initialement à 20 €/MWhc).

Cependant, afin de renforcer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a augmenté les obligations CEE de la 5e période à compter du 1er janvier 2023, soit dix mois seulement après le début de la 5e période, selon les modalités suivantes :

- obligation Classique : 1 970 TWhc versus 1 770 TWhc initialement, avec +200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc versus 730 TWhc initialement, avec +400 TWhc sur 2023- 2025.

Il est à noter que les évolutions réglementaires en cours de période obligent les acteurs à s'adapter.

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IFRS 9. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période. Le Groupe présente ces éléments au niveau de la ligne de son compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation.

(en millions d'euros)	2024	2023
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING	**443**	**363**

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* s'élèvent à 443 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 363 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (4 834) millions d'euros au 31 décembre 2024. Ils comprennent principalement :

- des dotations complémentaires liées aux provisions pour gestion des combustibles usés en France pour (3 301) millions d'euros (voir note 15.1) ;
- une dotation complémentaire de (775) millions d'euros au titre de la provision Cigéo en France (voir note 15.1)
- une dotation complémentaire de (587) millions d'euros dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI (voir note 21.3) ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (143) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- l'impact de la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd. pour (63) millions (voir note 3.1.3).

En 2023, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (2 944) millions d'euros. Ils comprenaient principalement :

- une dotation complémentaire exceptionnelle aux provisions pour gestion des combustibles usés à hauteur de (1 073) millions d'euros au titre de l'accord signé en septembre 2023 avec Orano Recyclage sur les principes relatifs aux futurs avenants 2024-2026 (voir note 15.1.1.1) ;
- une dotation aux provisions pour litiges environnementaux sur Edison pour un montant de (525) millions d'euros ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (499) millions d'euros ;
- une dotation aux provisions de (345) millions d'euros à la suite de l'accord définitif signé entre ENGIE et le gouvernement belge sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires le 13 décembre 2023 ;
- le coût des services passés résultant de la modification du régime dans le cadre de la réforme des retraites en France pour (338) millions d'euros ;
- une dotation aux provisions liée aux surcoûts au titre de l'ingénierie de Hinkley Point C à rembourser à CGN pour un montant de (162) millions d'euros au titre d'un accord spécifique ;
- un produit de 92 millions au titre du plafonnement des pensions au Royaume-Uni.

Note 8 Résultat financier

8.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Charges d'intérêts sur opérations de financement[1]	(3 984)	(3 924)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(23)	17
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(14)	(34)
Résultat net de change sur endettement	(73)	111
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(4 094)**	**(3 830)**

(1) Comprennent en 2024 les intérêts relatifs à la dette liée à l'obligation locative pour (131) millions d'euros ((100) millions d'euros en 2023).

Les charges d'intérêts sur opérations de financement sont stables, l'effet de la réduction de la dette brute étant compensée par une légère hausse des taux moyens constatés sur l'année.

8.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions nucléaires, pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs, ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2024	2023
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme[1]	(1 227)	(1 337)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs[2]	(1 848)	(2 603)
Autres provisions et avances	(115)	(48)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(3 190)**	**(3 988)**

(1) Voir note 16.1.2.

(2) Y compris l'effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 18.1.3).

La diminution de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi en 2024 s'explique par la baisse du taux d'actualisation réel applicable au 1er janvier 2024 (en France : 3,4 % au 1er janvier 2024 contre 3,9 % au 1er janvier 2023).

La baisse des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en 2024 résulte principalement d'un effet taux à hauteur de 487 millions d'euros, en lien avec la hausse du taux réel de 0,1 % en France en 2024 (2,6 % en 2024 et 2,5 % en 2023, voir note 15.1), ainsi que de l'impact de la mise aux conditions économiques réalisée en décembre 2023 pour prendre en compte la forte hausse du taux d'inflation sans équivalent en 2024, pour 396 millions d'euros.

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	351	293
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	148	374
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	978	760
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	3 280	2 058
Autres charges financières	(327)	(403)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(61)	(143)
Produits sur les actifs de couverture	668	708
Intérêts d'emprunts capitalisés	1 315	822
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**6 352**	**4 469**

Les « produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2024 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 1 216 millions d'euros (877 millions d'euros en 2023) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de (237) millions d'euros (dont (156) millions d'euros sur les actifs dédiés) contre (118) millions en 2023 (dont (101) millions d'euros sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2024 des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 3 280 millions d'euros (2 058 millions d'euros en 2023) dans un contexte de marchés qui restent volatils. Cette variation concerne la juste valeur des actifs dédiés à hauteur de 2 998 millions d'euros (2 220 millions d'euros en 2023).

Note 9 Impôts sur les résultats

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IFRS 9, le Groupe considère que les rémunérations versées aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée répondent à la définition de « dividendes » selon cette norme. En conséquence, conformément aux dispositions de la norme IAS 12, les effets d'impôts liés à de telles distributions, de la même manière que ceux liés aux versements de dividendes, sont comptabilisés en résultat de la période.

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scenarios envisagés. Les actifs et passifs d'impôts liés à un traitement fiscal incertain sont présentés au sein des rubriques d'impôts différés.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminée en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales à l'exception des cas spécifiques visés par la norme IAS 12 pour lesquels aucun impôt différé n'est à constater.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des titres de dettes ou de capitaux propres.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

Dispositif dit « Pilier 2 »

Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition à l'impôt sur les sociétés et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé en 2021 au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum de 15 % (dispositif dit « Pilier 2 »).

Après l'adoption de la directive Pilier 2 par l'Union européenne le 15 décembre 2022, l'OCDE a publié, le 20 décembre, des mesures de simplification qui s'appliqueront uniquement aux exercices ouverts jusqu'au 31 décembre 2026 (soit, en pratique aux exercices 2024 à 2026 s'agissant du Groupe). Pendant cette période, et sous réserve de respecter certaines conditions à la maille d'une juridiction d'implantation, les groupes seront dispensés de calculer un impôt complémentaire selon les règles de Pilier 2. La loi de finances pour 2024 a transposé ces nouvelles règles dans la législation française avec une première application sur l'exercice 2024 et une déclaration à déposer en juin 2026.

En 2024, le Groupe a finalisé ses travaux d'évaluation du dispositif Pilier 2 et a conclu à l'absence d'impact significatif du dispositif (inférieur à 5 millions d'euros) dans les comptes consolidés.

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de produit / (charge) d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts courants	(2 918)	(3 887)
Impôts différés	(1 969)	1 417
TOTAL	**(4 887)**	**(2 470)**

En 2024, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 851) millions d'euros et des filiales étrangères pour (1 067) millions d'euros (respectivement (2 167) millions d'euros et (1 720) millions d'euros en 2023).

9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2024	2023
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**17 395**	**9 825**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	25,82 %
Charge théorique d'impôt	**(4 491)**	**(2 537)**
Différences de taux d'imposition[1]	(1)	(61)
Différences permanentes[2]	(374)	(1 188)
Impôts sans base[3]	157	253
Actifs d'impôts différés non reconnus[4]	(178)	1 062
Autres	-	1
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**(4 887)**	**(2 470)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**28,09 %**	**25,13 %**

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (4 887) millions d'euros au 31 décembre 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 % (contre une charge de 2 470 millions d'euros en 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13 %).

La variation de (2 417) millions d'euros par rapport à 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 7 570 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt théorique supplémentaire de (1 955) millions d'euros.

La variation de la charge d'impôt de 2024 est également affectée par la dépréciation d'impôts différés actifs aux États-Unis, alors que le Groupe avait, à l'inverse, reconnu en 2023 un actif d'impôt différé au titre de l'intégralité du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %). L'exercice 2023 avait de plus été marqué par l'effet défavorable de pertes de valeur au Royaume-Uni, dont une quote-part significative était fiscalement non déductible, sans équivalent en 2024.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, certaines provisions nucléaires et les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 26,48 % au 31 décembre 2024 contre un taux de 20,6 % au 31 décembre 2023.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2024 :
  - [2] Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur fiscalement non déductibles pour (122) millions d'euros, de la perte du contrôle de la société Sizewell C (Holding) Limited, pour (63) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy* pour (123) millions d'euros. Cette taxe de 45 % s'applique aux recettes exceptionnelles des producteurs d'électricité,
  - [3] L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, pour 150 millions d'euros,
  - [4] Les impacts défavorables des dépréciations d'actifs d'impôts différés aux États-Unis, pour 183 millions d'euros en raison des contextes politique et économique affectant de manière négative les projets éoliens offshore notamment.
- pour 2023 :
  - [1] L'impact défavorable des différences de taux d'imposition en Italie, où le taux d'imposition normatif applicable en 2023 est de 27,9 %, pour (62) millions d'euros,
  - [2] Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur pour (1 020) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy*, pour (100) millions d'euros.
  - [3] L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 164 millions d'euros,
  - [4] Les impacts favorables de la reconnaissance et reprise de dépréciation des actifs d'impôts différés du groupe fiscal en France, pour 938 millions d'euros (dont 1 060 millions d'euros relatifs au déficit généré en 2022), et aux États-Unis, pour 182 millions d'euros.

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts différés actifs	7 403	8 696
Impôts différés passifs	(978)	(1 533)
Impôts différés nets au 1er janvier	**6 425**	**7 163**
Variation en résultat net	(1 969)	1 417
Variation en capitaux propres	(978)	(2 040)
Écarts de conversion	30	(28)
Mouvements de périmètre	(26)	(78)
Autres mouvements	1	(9)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**3 483**	**6 425**
dont impôts différés actifs	*4 553*	*7 403*
dont impôts différés passifs	*(1 070)*	*(978)*

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2024 est liée à hauteur de (12) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (+199 millions d'euros sur l'exercice 2023), à hauteur de (641) millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures (+2 216 millions d'euros sur l'exercice 2023), à hauteur de (150) millions d'euros à des effets change sur instruments dérivés ((66) millions d'euros sur l'exercice 2023) ainsi qu'à hauteur de (139) millions d'euros aux variations de juste valeur des titres obligataires (+247 millions d'euros sur l'exercice 2023).

9.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Impôts différés :		
Immobilisations et droits d'utilisation	(5 721)	(5 114)
Provisions pour avantages du personnel	4 190	3 938
Autres provisions et pertes de valeur	269	216
Instruments financiers	(367)	509
Déficits reportables et crédits d'impôts restants à utiliser	6 765	7 915
Dette liée à l'obligation locative	774	838
Autres	453	544
Impôts différés actifs et passifs	**6 363**	**8 846**
Impôts différés actifs non reconnus	(2 880)	(2 421)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**3 483**	**6 425**

Au 31 décembre 2024, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 880 millions d'euros (2 421 millions d'euros au 31 décembre 2023) et se situent principalement en France, en Italie et aux États-Unis.

En France, la non-reconnaissance de cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 1 956 millions d'euros (1 709 millions d'euros au 31 décembre 2023) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans.

En Italie, l'économie d'impôt potentielle à hauteur de 311 millions d'euros (308 millions d'euros en 2023) est liée à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans (les impôts différés actifs sont intégralement reconnus pour ceux qui se retournent avant 10 ans et reconnus à hauteur des impôts différés passifs concomitants pour ceux qui se retournent au-delà).

Aux États-Unis, les impôts différés actifs non reconnus à hauteur de 491 millions d'euros (287 millions d'euros en 2023) sont principalement liés à des déficits dont l'expiration se situe entre 2029 et 2037 (s'agissant de déficits générés avant le 31 décembre 2017 et de moins-values à long terme), ou à un horizon illimité (s'agissant de déficits générés après 2017), et à des crédits d'impôt dont l'expiration se situe entre 2025 et 2042.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 6 151 millions d'euros (7 538 millions d'euros en 2023) et se situent principalement en France pour 4 824 millions d'euros (6 190 millions d'euros en 2023), aux États-Unis pour 231 millions d'euros (561 millions d'euros en 2023) et au Royaume-Uni pour 721 millions d'euros (475 millions d'euros en 2023).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 4 733 millions d'euros reconnu au titre du déficit réalisé par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %) en 2022 et non encore totalement consommé.

Selon les projections de résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France, il est probable que l'impôt différé actif brut de 4 733 millions d'euros soit recouvré sur un horizon inférieur à 10 ans. Ces projections tiennent compte du budget 2025 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'administration et de la trajectoire financière interne au Groupe.

Au Royaume-Uni, les déficits reportables et crédit d'impôts ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales, qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

De même, s'agissant des États-Unis, une quote-part des déficits et crédits d'impôt existants demeure activée en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

Note 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés hors concession de distribution publique d'électricité en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Goodwill	10.1	7 108	7 895
Autres actifs incorporels	10.2	12 567	11 300
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	108 100	100 587
dont actifs au titre du droit d'utilisation	*10.4*	*4 302*	*4 173*
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 616	6 544
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		**134 391**	**126 326**

n.a. : non applicable

10.1 Goodwill

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

DÉTERMINATION DES GOODWILL

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants ;
  - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
  - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
  - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle, et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

EVALUATION ET PRÉSENTATION DES GOODWILL

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « (Pertes de valeur) / reprises » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 10.7.

Les variations des goodwill sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2024	31/12/2023
Valeur nette comptable à l'ouverture		7 895	9 513
Acquisitions		594	43
Cessions		(1 417)	(24)
Pertes de valeur	10.7	(151)	(1 779)
Écarts de conversion		212	134
Autres mouvements		(25)	8
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE		**7 108**	**7 895**
Valeur brute à la clôture		11 359	11 832
Cumul des pertes de valeur à la clôture		(4 251)	(3 937)

Au 31 décembre 2024, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 3 596 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 511 millions d'euros.

La variation en valeur nette est essentiellement liée à :

- l'acquisition du sous-groupe Arabelle Solutions qui a conduit à la constatation d'un goodwill provisoire de 513 millions d'euros (voir note 3.1.2) ;
- la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd pour (1 417) millions d'euros (voir note 3.1.3).

Sur l'exercice, une perte de valeur sur le goodwill au Royaume-Uni pour (108) millions d'euros a été constatée (voir note 10.7).

La variation des écarts de conversion pour 212 millions d'euros relève de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

10.2 Autres actifs incorporels

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

GÉNÉRALITÉS

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité, y compris les contrats SaaS *(Software as a Service)* qui, par exception, ne seraient pas considérés comme des contrats de prestations de services et comptabilisés en charges. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de développement remplissant les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions entrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 10.5) ;
- de la technologie acquise liée aux activités de Framatome et d'Arabelle Solutions ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité ;
- des coûts incrémentaux d'obtention ou de renouvellement des contrats clients, amortis sur la durée moyenne des contrats clients ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale.

ACTIFS LIÉS À LA RÉGLEMENTATION ENVIRONNEMENTALE

Ils comprennent les certificats d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 20.1.1 et 20.1.2).

Certificats d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Le Royaume-Uni a mis en place un SEQE au niveau national (UK ETS) qui s'applique depuis le 1er janvier 2021.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ces réglementations sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia et Luminus.

Le traitement comptable des certificats d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les certificats détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les certificats détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en « Autres immobilisations incorporelles » :
  - à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché,
  - pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

A chaque clôture, une provision est constatée à hauteur du montant des émissions de l'exercice (voir note 17.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des certificats acquis à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

À la date d'arrêté, les certificats détenus et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de certificats d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de certificats à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation est effectué sur cet excédent et une déprécation est constatée si sa valeur nette comptable excède sa valeur de marché.

Certificats d'énergie renouvelable (certificats verts)

En application de la directive européenne n°2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (dispositif en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (dispositif en vigueur au Royaume-Uni (« Renewable Obligation Certificates ») et en Belgique (« Certificats verts »)).

Dans cette deuxième situation, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant :

- les certificats obtenus sur la base de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « certificats d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts » ;
- une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle), de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés au prix de marché, et le cas échéant du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats (voir note 17.2).

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre[1]	Autres mouvements	31/12/2024
Logiciels	7 964	916	(192)	52	-	17	8 757
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Certificats d'émission de gaz à effet de serre - Certificats verts	1 008	2 172	(2 196)	16	-	2	1 002
Autres immobilisations incorporelles	8 829	753	(37)	30	412	(212)	9 775
Immobilisations incorporelles en cours[2]	2 600	1 072	(41)	2	7	(37)	3 603
Valeurs brutes	**20 905**	**4 913**	**(2 466)**	**100**	**419**	**(230)**	**23 641**
Logiciels	(5 249)	(851)	187	(47)	-	19	(5 941)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(291)	(25)	-	-	-	-	(316)
Autres immobilisations incorporelles	(4 065)	(946)	33	(24)	-	185	(4 817)
Amortissements et pertes de valeur	**(9 605)**	**(1 822)**	**220**	**(71)**	**-**	**204**	**(11 074)**
VALEURS NETTES	**11 300**	**3 091**	**(2 246)**	**29**	**419**	**(26)**	**12 567**

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement l'entrée de périmètre d'Arabelle Solutions (voir note 3.1.2).

(2) Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2024 comprennent principalement les études relatives à EPR 2 pour 2 481 millions d'euros y compris 204 millions d'euros d'intérêts intercalaires (respectivement 1 651 millions d'euros et 161 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La valeur nette des autres immobilisations incorporelles comprennent au 31 décembre 2024 :

- la cartographie Enedis pour 547 millions d'euros (500 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour un montant de 1 047 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour un montant de 1 691 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome pour un montant de 873 millions d'euros.

Sur l'exercice 2024, une dépréciation des actifs liés à NUWARD (*Small modular reactors*) a été comptabilisée pour un montant de (228) millions d'euros (voir note 10.7.2).

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau pressurisée qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et dont la technologie intègre le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

Le développement de la conception de ce réacteur est porté par EDF, les principales options de sûretés associées ont été validées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire en 2019.

Ce réacteur présenterait des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le palier N4, modèle de réacteur actuellement en service le plus puissant hors Flamanville 3), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité. Il confirmera ainsi la montée en puissance engagée avec l'EPR de Flamanville 3 dont le premier couplage au réseau a été réalisé le 21 décembre 2024 et dont la mise en service est prévue en 2025.

Le 10 février 2022, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR 2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR 2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035-2040 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR 2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. EDF envisage de construire trois paires d'EPR 2, dans cet ordre, sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes) (voir communiqué de presse de la Présidence de la République du 19 juillet 2023).

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement (FID) du programme EPR 2, le Conseil d'administration du 15 février 2024 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement en engageant un montant supplémentaire d'environ 1,2 milliard d'euros jusqu'à fin 2024, portant ainsi, en cumulé, le budget de développement du programme EPR 2 à 3 042 millions d'euros.

L'année 2024 a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR 2 : une revue de maturité technique en juillet qui valide le franchissement du jalon de passage en « *detailed design* » pour les bâtiments nucléaires, le feu vert pour le lancement des fabrications des composants primaires (maturité technique atteinte et levée officielle de points d'arrêts de l'ASN), la publication au Journal officiel le 6 juillet du décret d'approbation de la convention d'utilisation du domaine maritime de Penly permettant le démarrage des travaux préparatoires sur le site en juillet 2024. Les projets de Gravelines et de Bugey se préparent activement. Le débat public de Gravelines s'est tenu du 17 septembre 2024 au 17 janvier 2025. La CNDP (Commission Nationale du Débat Public) a été saisie pour le projet de Bugey et a décidé également l'organisation d'un débat qui se tiendra au premier semestre 2025. Les travaux sur le plan de compétitivité, la revue de maturité technique, le financement, la régulation de l'actif et la consolidation du Programme se poursuivent, via des partages réguliers avec l'État français dont la DINN (Délégation Interministérielle du Nouveau Nucléaire), dans le cadre d'une trajectoire vers la décision finale d'investissement. Une revue diligentée par l'État interviendrait en 2025.

Au 31 décembre 2024, le projet EPR 2 se compose de 2 481 millions d'euros d'immobilisations incorporelles et 381 millions d'euros d'immobilisations corporelles.

Le budget 2025 du Groupe qui a été approuvé le 18 décembre 2024 prévoit d'engager une dépense de 1,1 milliard d'euros sur l'année 2025 au titre du Programme NNF (Nouveau Nucléaire France). Le Conseil d'administration du 5 février 2025 a pris note de l'avis exprimé par son Comité d'Engagement réuni le 27 janvier 2025 qui considère comme approprié ce niveau de dépenses centré sur les travaux nécessaires à une décision finale d'investissement fin 2026 et les priorités associées du programme (maturité du design et avancement des activités de *licensing* et de *permitting*, modalités de financement…).

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « *Small modular reactors* »)

La phase de *basic design* (ou Avant-Projet Détaillé) s'est poursuivie au premier semestre 2024. Durant cette période, la conception et le positionnement marché ont pu être approfondis. Les enseignements obtenus ont conduit à prendre une nouvelle orientation stratégique consistant à développer une nouvelle conception reposant sur des briques technologiques éprouvées.

Cette orientation s'appuiera sur les enseignements techniques, industriels et commerciaux accumulés par NUWARD ainsi que sur l'expérience du Groupe dans le nucléaire et la technologie à eau sous pression (REP).

Compte tenu de ces éléments, le Groupe a déprécié au 31 décembre 2024 les montants immobilisés à date au titre de ce projet pour un montant net de subventions de (228) millions d'euros (voir note 10.7). Sur l'exercice 2024, les dépenses relatives au projet s'élèvent à 90 millions d'euros.

Le groupe EDF poursuit sa stratégie d'offrir un SMR de génération 3, avec sa filiale NUWARD, pour accompagner la transition énergétique et les besoins des industriels en Europe et à l'international.

Le 26 avril 2024, la Commission européenne a autorisé une aide d'État française pour soutenir NUWARD dans la recherche et le développement de petits réacteurs nucléaires modulaires dont 75 millions d'euros ont été reçus sur le premier semestre 2024. Ces subventions sont comptabilisées en autres débiteurs (voir note 13.6.5).

10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt » ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 15) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

MODE ET DURÉE D'AMORTISSEMENT

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée, qui lui est propre.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

• installations de production nucléaire	40 à 50 ans
• installations éoliennes et photovoltaïques	20 à 25 ans
• centrales thermiques à flamme (principalement CCGT - cycles combinés gaz)	25 à 45 ans
• installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 60 ans
• autres installations générales	10 à 20 ans

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.3.4.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1er janvier 2016) et 1 300 MW (depuis le 1er janvier 2021). Elle est de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions d'allongement de la durée d'amortissement ne sont pas, à ce jour, réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035 soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes du Groupe. Cette hypothèse est conservée au 31 décembre 2024 dans l'attente de l'adoption de la prochaine PPE qui pourrait intervenir en 2025 dans le cadre du processus en cours de révision de la Stratégie Française Énergie Climat.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Pour mémoire, dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026 depuis l'arrêté des comptes du 31 décembre 2021.

En septembre 2024, les conditions technico-économiques de réalisation du projet de reconversion à la biomasse de la centrale thermique de Cordemais n'étant pas réunies, EDF a annoncé envisager d'arrêter la production électrique de la centrale thermique de Cordemais en 2027. Ce projet est soumis à la consultation des instances représentatives du personnel.

Les valeurs nettes des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	14 561	84	405	(99)	44	139	20	15 154
Installations production nucléaire	82 796	15	5 163	(2 042)	477	-	(34)	86 375
Installations productions thermique et hydraulique	17 878	65	617	(1 972)	50	10	13	16 661
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	25 955	251	2 986	(564)	142	(966)	297	28 101
Actif au titre du droit d'utilisation[1]	7 157	846	-	-	54	(58)	(15)	7 984
Immobilisations en cours	58 041	17 959	(9 171)	(247)	1 521	(3 707)	304	64 700
Valeurs brutes	**206 388**	**19 220**	**-**	**(4 924)**	**2 288**	**(4 582)**	**585**	**218 975**
Terrains et constructions	(8 768)	(406)	-	80	(25)	(1)	(5)	(9 125)
Installations production nucléaire	(56 818)	(3 900)	-	1 945	(328)	-	(158)	(59 259)
Installations productions thermique et hydraulique	(13 007)	(495)	-	1 956	(43)	-	(290)	(11 879)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(12 918)	(1 677)	-	550	(121)	70	731	(13 365)
Actif au titre du droit d'utilisation[1]	(2 984)	(804)	-	-	(14)	6	114	(3 682)
Immobilisations en cours	(11 306)	(1 173)	-	14	(570)	(11)	(519)	(13 565)
Amortissements et pertes de valeur	**(105 801)**	**(8 455)**	**-**	**4 545**	**(1 101)**	**64**	**(127)**	**(110 875)**
VALEURS NETTES	**100 587**	**10 765**	**-**	**(379)**	**1 187**	**(4 518)**	**458**	**108 100**
dont immobilisations en service	*53 852*	*(6 021)*	*9 171*	*(146)*	*236*	*(800)*	*673*	*56 965*
dont immobilisations en cours	*46 735*	*16 786*	*(9 171)*	*(233)*	*951*	*(3 718)*	*(215)*	*51 135*

(1) Voir note 10.4.

Sur l'exercice, la variation en valeur nette des immobilisations corporelles s'élève à 7 513 millions d'euros, elle est liée pour 4 400 millions d'euros aux immobilisations en cours et 3 113 millions d'euros sur les immobilisations en service.

Immobilisations en cours

Au 31 décembre 2024, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours s'élève à 51 135 millions d'euros et inclut notamment :

- les immobilisations liées au projet de réacteur nucléaire à Hinkley Point C au Royaume-Uni pour 21 190 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 704 millions d'euros (respectivement 15 723 millions d'euros et 1 682 millions d'euros au 31 décembre 2023). Le montant des immobilisations intègre les pertes de valeur comptabilisées sur le projet pour un montant cumulé de (13 405) millions d'euros au 31 décembre 2024 ((11 172) millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- les immobilisations liées au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 878 millions d'euros incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (respectivement 15 485 millions d'euros et 3 471 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;

Sur l'exercice 2024, l'augmentation en valeur brute de 6 659 millions d'euros s'explique pour :

- 4 496 millions d'euros sur les grands projets au Royaume-Uni dont 6 131 millions d'euros pour Hinkley Point C et (1 635) millions d'euros pour Sizewell C (dont les investissements de la période pour 2 112 millions d'euros en « augmentations » et les effets de la sortie de périmètre pour (3 747) millions d'euros en « mouvements de périmètre », voir note 3.1.3) ;
- 6 038 millions d'euros en France dont 2 931 millions d'euros liés aux révisions majeures effectuées dans le cadre du programme Grand Carénage et 393 millions d'euros pour l'EPR de Flamanville 3 ;
- 1 877 millions d'euros relatifs à EDF Renouvelables sur divers projets solaires et éoliens ;
- 1 521 millions d'euros d'écarts de conversion principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- (9 171) millions d'euros de mises en service sur la période qui concernent la France pour (5 651) millions d'euros en lien essentiellement avec les tranches de production nucléaire, EDF Renouvelables pour (2 122) millions d'euros de projets solaires et éoliens *offshore* et l'Italie pour (621) millions d'euros principalement en lien avec des installations de production thermiques et hydrauliques.

Immobilisations corporelles en service

Au 31 décembre 2024, la valeur brute des immobilisations corporelles en service s'élève à 154 275 millions d'euros. L'augmentation de 5 928 millions d'euros sur l'année s'explique par :

- 9 171 millions d'euros en lien avec les mises en service de la période ;
- (4 677) millions d'euros de diminution dont (2 278) millions d'euros en France, en lien principalement avec les révisions majeures effectuées notamment dans le cadre du programme Grand Carénage et des visites périodiques, et (2 134) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- (875) millions d'euros de mouvements de périmètre essentiellement sur EDF Renouvelables liés aux cessions des parcs solaires Fox Squirrel et Desert Quarritz aux États-Unis pour (1 333) millions d'euros ;
- 767 millions d'écarts de conversion principalement en lien avec l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage »

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD 4 900 et 1 300 et le lancement de la phase Études de la VD 5 900, pour un montant d'investissements sur cette période réestimé à 36,1 milliards en euros courants, soit 32,0 milliards d'euros$_{2021}$. En 2024, le montant total des investissements s'élève à 5,2 milliards d'euros. Ces montants incluent le coût des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte estimé à 1,3 milliard d'euros courants (1,2 milliard d'euros$_{2021}$) sur la période 2022-2025.

Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, un phénomène de corrosion sous contrainte a été identifié sur des portions de tuyauteries des circuits auxiliaires au circuit primaire principal du réacteur. EDF a aussitôt engagé la réalisation de contrôles et d'expertises sur les 4 paliers de réacteurs, qui composent le parc nucléaire français (900 MW, 1 300 MW-P4, 1 300 MW-P'4 et N4).

Les examens réalisés en 2022 ont permis de définir une première caractérisation de la sensibilité à la corrosion sous contrainte des 56 réacteurs du parc nucléaire et le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la corrosion sous contrainte s'est terminé au 1er trimestre 2024.

Les contrôles prévus ont été réalisés en totalité et ont confirmé le classement de sensibilité des réacteurs et le risque spécifique lié aux soudures réparées. Les contrôles réalisés sur celles-ci ont identifié quelques cas de suspicion de corrosion sous contrainte qui ont entraîné une dizaine de chantiers de remplacement complémentaires en 2024. Les contrôles sont réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance, aucun arrêt supplémentaire ou dédié n'a eu lieu sur 2024.

EDF a transmis à l'ASN fin 2024 sa stratégie de suivi et de maintenance, sur laquelle une position ASN est attendue courant 2025.

EPR de Flamanville 3

Sur l'exercice 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

L'attestation de conformité de l'ensemble chaudière nucléaire a été obtenue le 7 mai 2024, cette dernière était un préalable aux opérations de chargement des éléments combustibles dans la cuve du réacteur. Elle marque également l'achèvement et la conformité du chantier de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal (CSP).

À la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur.

Une fois cette opération achevée, le couvercle de cuve a été fermé le 26 mai de manière à permettre la montée progressive en température et en pression des circuits puis la réalisation des essais de puissance. Les équipes d'EDF ont ainsi mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire.

La première divergence a été réalisée le 3 septembre 2024. L'unité de production a été connectée au réseau électrique le 21 décembre 2024 à l'atteinte de 17 % de Puissance Nominale correspondant au jalon « couplage » et poursuivra sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de Puissance Nominale. Le 31 janvier 2025, l'ASN a donné son autorisation pour le franchissement du palier de 25 % de Puissance Nominale. La montée au palier de 80 % fera également l'objet d'une autre autorisation préalable de l'ASN.

Pour rappel, dans sa décision du 16 mai 2023, l'ASN a autorisé l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète (« VC1 ») qui devrait commencer à l'issue du 1er cycle d'exploitation de la tranche (voir note 15.1).

Le coût de construction (hors intérêts intercalaires) enregistré dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2024 s'élève à 12,8 milliards d'euros.

Ce montant immobilisé intègre les montants suivants :

- des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 222 millions d'euros ;
- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 863 millions d'euros.

Le coût à terminaison du projet de 13,2 milliards d'euros$_{2015}$ reste inchangé.

Hinkley Point C

À la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé avec le gouvernement anglais les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »).

Le *Contract for Difference* signé le 29 septembre 2016 vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2. À partir de la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel HPC vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, à savoir à 92,50 £$_{2012}$/MWh indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation, HPC recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, HPC devra payer la différence.

Le 23 janvier 2024, le groupe a annoncé la réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs. Le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu vers la fin de la décennie. Le coût du génie civil et la révision du planning de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de la révision du coût de construction et du planning réalisée en janvier 2024. Le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 milliards de livres sterling$_{2015}$ et 34milliards de livres sterling$_{2015}$ selon les cas de figure. Dans le scénario de calendrier avec un an supplémentaire, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.(voir note 10.7).

Pour rappel, les conséquences de ces révisons de calendrier et de coûts ont été prises en compte dans l'évaluation des actifs au 31 décembre 2023 et s'étaient traduites par une dépréciation de (11 151) millions d'euros (voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023).

La construction s'est poursuivie en 2024 avec, en particulier :

- le démarrage de l'installation des échangeurs thermiques des diesels de l'unité 1 ;
- l'installation de la piscine de transfert et de la piscine dans le bâtiment réacteur de l'unité 2 ;
- la pose du troisième rondeau du liner de confinement de l'unité 2 ;
- l'installation de la cuve dans le bâtiment réacteur de l'unité 1 ;
- l'installation du stator dans la salle des machines de l'unité 1.

L'engagement de financement donné par les actionnaires a été consommé et depuis le quatrième trimestre 2023, en application des accords, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire. Depuis cette date, le Groupe assume seul le financement du projet.

À fin décembre 2024, EDF détient 72,6 % de la société de projet, CGN détenant les 27,4 % restants.

Sizewell C

Sur l'exercice 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

- l'autorité de sûreté britannique (ONR) a octroyé en mai 2024 la licence de site nucléaire (*Nuclear Site License*) nécessaire au démarrage de la construction de la centrale ;
- la société de projet Sizewell a acquis le terrain principal du site auprès d'EDF Energy au premier semestre 2024 et les travaux de construction sur site ont formellement débuté ;
- Framatome a signé plusieurs contrats avec la société de projet Sizewell C en avril 2024. Framatome fournira les deux chaudières nucléaires et les systèmes de contrôle-commande de sûreté de la centrale. Parmi les accords signés figurent également un contrat de long terme de fourniture des assemblages ainsi qu'un contrat de maintenance et de service de long terme pour soutenir l'exploitation de la centrale. Les fabrications de tous les forgés de l'Unité 1 ont démarré ;
- un consortium composé d'EDF SA et Edvance a signé plusieurs contrats en juillet 2024 relatifs aux droits d'utilisation du design et aux services d'ingénierie.

Dans la continuité du processus de levée de fonds auprès d'investisseurs privés afin de rechercher des financements complémentaires pour la construction, lancé en septembre 2023, la dernière phase de processus de sélection des futurs investisseurs est en cours en vue d'une décision finale d'investissement du gouvernement britannique en 2025.

À fin décembre 2024, EDF ne détient plus que 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) de la société de projet, le gouvernement britannique détenant 83,77 % (50,56 % au 31 décembre 2023).

10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Selon la norme IFRS 16, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont qualifiés de contrats de location au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

COMPTABILISATION D'UN CONTRAT DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR SELON IFRS 16

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques et industriels.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe applique les exemptions permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 22.1.1, portent sur :

- les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf inférieure à 5 000 dollars) ;
- les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

COMPTABILISATION D'UN CONTRAT DE LOCATION EN TANT QUE BAILLEUR

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir.

10.4.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	5 936	598	-	(72)	160	6 622
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 221	248	-	14	(121)	1 362
Valeurs brutes	**7 157**	**846**	**-**	**(58)**	**39**	**7 984**
Terrains et constructions	(2 300)	(616)	-	6	5	(2 905)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(684)	(188)	-	-	95	(777)
Amortissements et pertes de valeur	**(2 984)**	**(804)**	**-**	**6**	**100**	**(3 682)**
VALEURS NETTES	**4 173**	**42**	**-**	**(52)**	**139**	**4 302**

Au 31 décembre 2024, le solde est essentiellement porté par EDF SA pour 1 504 millions d'euros, Enedis pour 780 millions d'euros, et EDF Renouvelables pour 677 millions d'euros.

Les augmentations (hors amortissements) concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location, dont EDF SA pour 355 millions d'euros liés à des contrats de location de locaux à usage tertiaire.

La variation en « autres mouvements » s'explique principalement par l'impact de l'obligation de restauration du terrain HPC en location pour 90 millions d'euros, ainsi que l'impact de change chez EDF Renouvelables et EDF Energy pour 41 millions d'euros.

10.4.2 Impacts au compte de résultat

Les principaux impacts des contrats de location en tant que preneur sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2024	2023
Revenus des sous-locations	7	7
Charges au titre des loyers variables	(67)	(74)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(176)	(140)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	**(236)**	**(207)**
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(804)	(772)
Résultat d'exploitation	**(1 040)**	**(979)**
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(131)	(100)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	**(1 171)**	**(1 079)**

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2024	2023
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES A L'OBLIGATION LOCATIVE	**(867)**	**(845)**

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 770 millions d'euros en 2024 (752 millions d'euros en 2023).

10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La comptabilisation de contrats de concessions prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles.

CONCESSIONS EN FRANCE

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) (voir note 11) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État ;
- les concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

CONCESSIONS D'ÉNERGIE HYDRAULIQUE

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 36 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521- 16 al. 3 du Code de l'énergie).

Les contrats de concession ne relevant pas de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », les actifs utilisés, qu'il s'agisse des biens concédés ou biens propres, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

Les principales durées d'utilité sont les suivantes et les durées d'amortissement retenues tiennent par ailleurs compte pour les ouvrages concédés des durées des contrats de concession :

• barrages hydroélectriques	75 ans
• matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans

CONCESSION DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION DE CHALEUR, DONT LES CONCÉDANTS SONT DES COLLECTIVITÉS PUBLIQUES

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en « Autres actifs incorporels » conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ». Ils sont amortis linéairement sur la durée des contrats de concessions, comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont situées quasi exclusivement en France.

CONCESSIONS À L'ÉTRANGER

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de réseaux de distribution locale de gaz, de sites de production hydraulique et de services énergétiques. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession.

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	1 674	4	26	(5)	-	(4)	1 695
Installations productions thermique et hydraulique	11 890	20	238	(25)	2	33	12 158
Autres	699	11	28	(31)	-	11	718
Immobilisations en cours	792	443	(292)	(8)	(13)	8	930
Valeurs brutes	**15 055**	**478**	**-**	**(69)**	**(11)**	**48**	**15 501**
Terrains et constructions	(1 054)	(37)	-	5	-	2	(1 084)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 931)	(323)	-	21	-	(40)	(7 273)
Autres	(509)	(33)	-	31	-	-	(511)
Immobilisations en cours	(17)	(2)	-	-	-	2	(17)
Amortissements et pertes de valeur	**(8 511)**	**(395)**	**-**	**57**	**-**	**(36)**	**(8 885)**
VALEURS NETTES	**6 544**	**83**	**-**	**(12)**	**(11)**	**12**	**6 616**

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2024 les immobilisations concédées principalement situées en France et en Italie (production hydraulique hors distribution publique d'électricité).

10.6 Investissements incorporels et corporels

Les investissements incorporels et corporels présentés dans le tableau de flux de trésorerie se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2024	2023
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(2 733)	(2 183)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(22 739)	(19 667)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	693	829
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(24 779)**	**(21 021)**

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2024 concernent principalement :

- le secteur **France - Production et Commercialisation** pour 7 709 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement dans le cadre du programme Grand Carénage, ainsi qu'à la production hydraulique et les investissements sur le nouveau nucléaire portés essentiellement par le programme EPR 2 (voir note 10.2) ;
- le secteur **Royaume-Uni** pour 7 152 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C et Sizewell C ;
- le secteur **France - Activités régulées** pour 5 803 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que le renouvellement et la modernisation du réseau et la qualité de la desserte ;
- le secteur **EDF Renouvelables** pour 2 068 millions d'euros principalement sur les projets éoliens et solaires, en Amérique du Nord, au Brésil et au Royaume-Uni.

10.7 Pertes de valeur / reprises

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affectée.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein, d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment ou encore d'actifs isolés ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ; les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs ;
  - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
  - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
  - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
  - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT,
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture ;
  - pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays, jusqu'en 2050, dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels, dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique fondée d'une part sur différentes hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnections, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, sur des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque composante principale d'hypothèse, le Groupe se confronte notamment aux analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tels que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et le Groupe les confronte avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios. Par ailleurs, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, des apports hydrauliques et des abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur les grandeurs physiques telles que températures, nébulosité ou vitesses de vent et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2030 et 2050,
- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

10.7.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Pertes de valeur sur goodwill	10.1	(151)	(1 779)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	10.2	(372)	(44)
Pertes de valeur sur actifs corporels	10.3-10.5	(1 312)	(11 188)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(1 835)**	**(13 011)**

Au titre de l'exercice 2024, les pertes de valeur s'élèvent à (1 835) millions d'euros et sont détaillées ci-après.

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2023 s'élevaient à (13 011) millions d'euros et concernaient :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 738) millions d'euros ;
- la dépréciation de la centrale nucléaire en construction au Royaume-Uni Hinkley Point C (HPC) pour (11 151) millions d'euros ;
- la dépréciation de parcs éoliens et solaires d'EDF Renouvelables principalement aux États-Unis, en France et en Chine pour (84) millions d'euros ;
- et d'autres actifs pour un montant cumulé de (38) millions d'euros.

10.7.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe au 31 décembre 2024, les hypothèses-clés retenues ainsi que des sensibilités à certaines variations d'hypothèses.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les goodwill à hauteur de (151) millions d'euros au 31 décembre 2024.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2024 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)[1]	Goodwill	3 596	6,85 %	-	(108)
	(dont Pod Point)	-			*(38)*
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques)	142	< 7,5 % - 8,4 % >	1,5 %	-
	Marque Edison	945			-
Framatome	Goodwill	1 511	7,6 %	1,5 %	-
	Marque Framatome	151	7,6 %	1,5 %	-
Dalkia	Goodwill	634	5,8 %	2,0 %	-
	Marque Dalkia	130	5,8 %	2,0 %	-
Autres pertes de valeur					(43)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					**(151)**

(1) Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels en exploitation ou en cours de construction, sans projection au-delà de cette durée. Le CMPC déterminé pour le goodwill tient compte des CMPC applicables à chaque UGT d'EDF Energy y compris celui applicable à l'UGT HPC qui bénéficie d'un modèle régulé.

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les autres actifs incorporels et corporels à hauteur de (1 685) millions d'euros au 31 décembre 2024.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2024 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en construction	Projet Hinkley Point (HPC) : Changement de la courbe relative aux hypothèses d'inflation à long-terme (convergence plus rapide vers l'inflation long terme)	6,8 %	(1 116)
EDF Renouvelables	Actifs éoliens et solaire au Royaume-Uni	Augmentation des coûts de construction et report de la mise en service	De 5,5 % à 6,6 %	(62)
	Actifs éoliens et solaires en Chine	Changements tarifaires légaux défavorables		(60)
	Actif solaire aux USA	Perte de rentabilité sur un projet en développement		(35)
France (Production et commercialisation)	NUWARD	Changement de design du projet	-	(228)
Autres pertes de valeur			-	(184)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(1 685)**

Par ailleurs, des pertes de valeur nettes de reprises au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2024 à hauteur de (1 454) millions d'euros, principalement sur des actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3), ces pertes de valeurs sont complétées par la dépréciation de prêts octroyés aux entreprises associés pour (315) millions d'euros. Des pertes de valeur pour un montant de (240) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2023.

Hypothèses générales

Au 31 décembre 2024, le Groupe a retenu la méthodologie usuelle pour la réalisation de ses tests de dépréciation et a notamment procédé à la mise à jour du test pour les goodwill et actifs incorporels à durée de vie indéterminée.

Dans la continuité de l'année 2023, une attention particulière a été portée à la détermination des CMPC dans le contexte de volatilité des taux (voir partie Taux d'actualisation) en lien notamment avec la sensibilité de certains tests en cas de variation de ce paramètre. Les effets des scénarios de prix et mesures décidées ou mises en place par les Pouvoirs Publics dans les pays dans lesquels le Groupe est implanté ont également fait l'objet d'un suivi spécifique, dans les tests et la réalisation des sensibilités.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché (généralement trois ans), les prix *forward* retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à fin 2024 y compris couvertures, et ce, sur l'ensemble des zones géographiques. Les hypothèses retenues tiennent ainsi compte de l'environnement de marché actuel, qui connaît une baisse des prix à terme de l'électricité par rapport aux prix *forward* constatés en fin d'exercice 2023, en partie liée, en France, à une demande toujours contenue, une disponibilité accrue du parc nucléaire et une augmentation de la production renouvelable.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix, jusqu'en 2050, issues d'une construction analytique fondée sur des hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus de scénarisation, mis à jour annuellement et faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique.

Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement la demande énergétique avec une électrification des usages.

Les courbes de prix long terme du scénario 2024 présentent un début d'horizon en baisse comparé au scénario 2023 du fait de diminution de la valeur moyenne du ruban de l'électricité d'environ - 5 à - 9 €$_{2023}$/MWh dans les trois pays principaux (France, Italie, Belgique).

Au-delà de 2035 et sur un horizon long terme (2050), les prix de l'électricité restent proches des niveaux du scénario 2023. L'évolution court terme est expliquée par plusieurs facteurs :

- les tensions d'approvisionnement en gaz, suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, sont en partie résorbées, via des flux d'approvisionnement diversifiés (grâce notamment au GNL) ou via les contrats d'achat groupés par les États membres, permettant d'acheter des volumes plus importants. Une détente sur le prix du gaz se confirme dans le scénario 2024 avec un prix court terme plus faible que dans le scenario 2023 et proche sur le long terme ;
- une détente court terme de l'équilibre offre-demande, notamment en Allemagne (demande revue légèrement à la baisse et développement du photovoltaïque un peu plus rapide qu'anticipé).

Concernant le niveau de la demande sur l'horizon des scénarios, il est en augmentation sur toutes les échelles de temps à la maille européenne. L'électrification des usages, dans le transport et l'industrie notamment, est renforcée par un besoin en hydrogène électrolytique plus important. Ces évolutions, ajoutées au projet *RepowerEU* qui veut accélérer l'indépendance énergétique en Europe, ont entrainé une hypothèse à la hausse du besoin en énergie électrique.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs du Groupe, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité de manière générale dans les pays européens, la rémunération complémentaire nécessaire varie fortement en fonction des mix énergétique et de l'horizon temporel. Ainsi, sur le début d'horizon du scénario 2024, du fait de la crise énergétique actuelle, la révision à la baisse des prix de l'électricité sur les marchés Energy Only diminue la rentabilité des actifs de production de pointe sur le marché EOD (Equilibre Offre Demande), nécessitant un besoin de revenus complémentaires pour ces actifs. Sur le long terme, les revenus des mécanismes de capacité sont en ligne avec ceux du scénario 2023.

Taux d'actualisation

L'estimation des taux d'actualisation a été revue à la baisse pour la clôture 2024 sur l'ensemble des pays de la zone euro et au Royaume-Uni.

De manière générale, cette évolution est due à la tendance baissière des taux sans risque. Le *spread* EDF a, lui aussi, été revu à la baisse.

La diminution des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2023 est ainsi de l'ordre de 10 à 30 points de base sur la France et la Belgique et de 70 points de base sur l'Italie. Au Royaume-Uni le CMPC est stable.

Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation de +/- 30 points et +/- 50 points et, hormis pour la zone du Royaume-Uni qui est sensible à toute nouvelle hausse, elles ne mettent pas en évidence de risque de dépréciation sur les autres zones d'activités du Groupe.

Royaume-Uni – EDF Energy (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 29 425 millions d'euros)

Segment Commercialisation

Après une année 2023 marquée par la fin de la crise énergétique au Royaume-Uni et un retour à un contexte plus favorable, le segment commercialisation a consolidé ses marges et parts de marché en 2024 grâce à une bonne performance des ventes dans les segments des moyennes et grandes entreprises.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est en hausse par rapport à 2023 du fait principalement de l'amélioration des marges prévisionnelles long terme en *BtoB* ainsi que des volumes délivrés en *BtoB* à moyen terme. Pour rappel ce segment reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros étant généralement répercutés sur les consommateurs dans la durée.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte de réductions de taux de marge à long terme et des pertes de parts de marché ne font pas ressortir de risque de perte de valeur sur ce segment, celui-ci ayant par ailleurs peu d'actifs immobilisés (principalement des systèmes d'information).

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs. Au 31 décembre 2024, le segment intègre la centrale de Sizewell B de technologie REP avec l'hypothèse d'une durée d'exploitation jusqu'en 2055, les centrales AGR Torness et Heysham 2 dont la fin d'exploitation a été décalée de deux ans, jusqu'en mars 2030 ainsi que les deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 dont la fin d'exploitation a été décalée d'un an, soit à mars 2027 (voir communiqué de presse EDF Energy du 4 décembre 2024).

Les perspectives de prix de marché *forward* en baisse comparées au niveau de prix retenus dans les tests à fin 2023 sont partiellement atténuées par l'impact favorable lié à l'extension des durées d'exploitation des centrales. Dans ce contexte, la valeur recouvrable reste supérieure à la valeur comptable.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité ont été conduits sur les hypothèses auxquelles ce segment est particulièrement sensible soit la baisse des prix de l'électricité ou de la production nucléaire de - 5 % sur tout l'horizon ou encore une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation. Aucune de ces sensibilités prises individuellement ou cumulativement n'est susceptible de générer un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Goodwill et projet HPC

Le goodwill brut d'EDF Energy s'élève à 6,8 milliards d'euros y compris Pod Point au 31 décembre 2024 (soit 5,6 milliards de livres sterling y compris Pod Point). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009 diminué de la part affectée à Sizewell C de 1,2 milliard de livres sterling compte tenu de la perte de contrôle du projet en 2024. Au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2023, la mise à jour du test avait conduit à le déprécier partiellement pour (1,2) milliard d'euros et (1,7) milliard d'euros.

Pour rappel, le Groupe a communiqué le 23 janvier 2024 sur le résultat de la revue du calendrier et du coût de construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C, menée afin de mettre notamment à jour les hypothèses sur le coût du Génie Civil et l'allongement de la durée de la phase de montage Electromécaniques (MEH), ainsi que les conséquences qui en découlent sur les autres lots. Ainsi trois scénarios ont été envisagés. Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet était estimé entre 31 et 34 milliards[1] de livres sterling$_{2015}$ selon le cas de figure (contre une fourchette estimée entre 25 et 26 milliards de livres sterling $_{2015}$ précédemment).

Le troisième scénario mentionné lors du communiqué de presse conduisait à un report de la mise en service des deux unités de 12 mois supplémentaires avec un coût additionnel de 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.

Les trois scénarios ont été pris en compte et pondérés dans la réalisation du test. Cette pondération a conduit à converger vers le scénario central incluant un démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 en 2030 comparé à juin 2027 précédemment (et 2031 pour l'unité 2 comparé à juin 2028 précédemment). Ce scénario intégrait un risque de report d'un an par rapport au scénario basé sur un calendrier opérationnel de 120 mois qui est utilisé pour le pilotage, l'organisation et la gestion du projet.

Sur la base de ces nouvelles hypothèses de calendrier et de coûts le projet avait été déprécié à hauteur de 11 151 millions d'euros au 31 décembre 2023.

(1) Soit entre 41,6 et 46,5 milliards de livres sterling en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles au 30 juin 2023.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue de ses actifs, en tenant compte également des deux réacteurs d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point C. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « *Contract for Difference* » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon initial de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR (durée réduite d'environ 18 mois du fait du nouveau calendrier) : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire. Le prix d'exercice du CfD est fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh, et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) (soit 128 £/MWh en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles au 31 mars 2024). Ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme de 2,0 % dès 2030 contre, au 31 décembre 2023 : 2,2 % entre 2030 et 2050 puis 2,1 % à partir de 2050. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh, faute de scénarios de prix établis à cette échéance. Cette hypothèse s'appuie sur une étude interne relative au prix de marché de l'électricité au Royaume-Uni, qui, compte tenu du faible nombre d'installations connues à ce jour (dont Hinkley Point C) permettant de fournir de l'électricité en base après l'expiration du *Contract for Difference* de Hinkley Point C (soit post 2064), conclut à la convergence du prix du marché de l'électricité vers les coûts de ce moyen de production. Si de nouveaux scénarios de prix long terme de l'électricité étaient établis (en interne ou en externe), cette hypothèse pourrait être ajustée.

Le CMPC déterminé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité des flux régulés sous CfD, puis des flux exposés aux prix de marché pour les années suivantes. Le taux applicable au projet s'établit à 6,8 % au 31 décembre 2024, inchangé par rapport à 2023. Le CMPC déterminé pour tester le goodwill EDF Energy tient compte des CMPC applicables aux différentes UGT composant EDF Energy (HPC, Nucléaire Existant, Commercialisation). Du fait du poids respectif des cash-flows de chacune des UGT, le taux global sur le goodwill EDF Energy s'élève à 6,85 % au 31 décembre 2024, contre 6,9 % au 31 décembre 2023.

Compte tenu de l'impact négatif de la baisse des courbes relatives aux hypothèses d'inflation long-terme et en l'absence de modification des hypothèses opérationnelles ainsi que des autres hypothèses clés telles que le CMPC, le test réalisé sur l'actif HPC conduit à identifier une perte de valeur de (1 116) millions d'euros au 31 décembre 2024. Cette dépréciation est réversible en cas d'indice d'augmentation significative de la valeur de l'actif autre que l'effet du passage du temps sur les cash flows actualisés.

S'agissant de la valorisation du goodwill d'EDF Energy, bien que les autres UGT d'EDF Energy (Nucléaire Existant et Commercialisation) maintiennent des marges importantes, leurs valorisations sont également globalement en baisse (nucléaire Existant étant impactée par la baisse des prix *forward*) amenant à comptabiliser une dépréciation partielle complémentaire de la valeur du goodwill pour un montant de (70) millions d'euros au 31 décembre 2024. Cette dépréciation est irréversible, par nature.

Analyse de sensibilité :

La valeur recouvrable du projet HPC comme celle du goodwill d'EDF Energy reste sensible à toute variation défavorable d'hypothèses.

Une augmentation de 30 points de base des taux d'actualisation aurait un impact négatif de (2,2) milliards de livres sur la valeur recouvrable.

Une diminution de 20 points de base des indices d'inflation après 2030 aurait un impact négatif de (1,2) milliard de livres sur la valeur recouvrable.

Une diminution linéaire du prix de l'électricité sur la période post CfD (au-delà de 2064) de 10$£_{2024}$/MWh aurait un impact de (0,5) milliard de livres sur la valeur recouvrable.

Italie – Edison (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 5 841 millions d'euros)

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, le test de dépréciation de la marque « Edison » reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait annuellement l'objet d'une mise à jour selon la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires et en retenant une prime de risque de 100 points de base dans la détermination du taux d'actualisation. Le test mis à jour au 31 décembre 2024 met en évidence une augmentation de la valeur recouvrable de la marque, liée principalement à la nouvelle baisse du CMPC.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse des royalties de 5 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Sur les autres UGT de production d'Edison (Thermique, Eolien, Photovoltaïque, Activités Gaz), les tests présentent des marges en diminution liées à la baisse des hypothèses de prix.

S'agissant de l'UGT Thermique, la marge du test reste largement positive malgré l'impact défavorable de la baisse des *clean spark spreads* à court et moyen terme. Cette marge est essentiellement portée par les deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) qui bénéficieront de revenus de capacité et dont les mises en service sont intervenues en 2023.

Quant à l'UGT Hydraulique, la valeur recouvrable diminue en raison de la baisse des hypothèses de prix et de l'hypothèse de non-renouvellement des concessions qui arrivent à expiration partiellement compensée par la baisse du CMPC. Malgré cette baisse, aucun risque de perte de valeur n'est relevé sur cette UGT.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ne remettent pas en cause la conclusion de ces tests.

Framatome (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 4 714 millions d'euros)

La valeur recouvrable des actifs de Framatome est déterminée sur la base d'un *business plan* (BP) sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des grands projets de construction intégrés dans le scénario réacteur, de parts de marché retenues pour les services à la base installée et de livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le scénario de référence retenu intègre le développement du programme EPR 2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande-Bretagne, mais n'intègre pas la réalisation d'autres projets d'EPR, notamment Jaïtapur Nuclear Power Plant en Inde.

Le taux de croissance long terme retenu est stable (à 1,5 %).

Le CMPC retenu pour l'actualisation des flux futurs de trésorerie est un CMPC pondéré tenant compte des différentes activités de Framatome, et fonction de leur profil de risque. La marge du test du goodwill est en hausse par rapport au 31 décembre 2023 du fait de l'évolution favorable de l'activité à moyen terme et de la baisse du CMPC de 10 points.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus lors de l'acquisition (technologies, dont EPR, amorties sur une durée moyenne de 15 à 20 ans ; relations clients, amorties sur une durée moyenne de 11 ans ; marque) ont été testés sans qu'un risque de perte de valeur ne soit mis en évidence.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 50 points de base ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

EDF Renouvelables (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 13 563 millions d'euros)

Les actifs d'EDF Renouvelables sont principalement constitués d'UGT bénéficiant de *Power Purchase Agreement* (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et ayant de ce fait une faible exposition marché.

Des pertes de valeur ont été identifiées pour un montant total de (176) millions d'euros concernant notamment des parcs éoliens et solaires en exploitation en Chine (changements tarifaires légaux défavorables), des parcs solaires et éoliens en exploitation au Royaume-Uni (dépassement de coûts de construction) et un parc solaire aux États-Unis (rentabilité insuffisante).

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées et aux prêts qui s'y rattachent ont également été enregistrées à hauteur de (911) millions d'euros (voir notes 12.3 et 18.1.3).

Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 3 278 millions d'euros)

Au 31 décembre 2024, le goodwill de Dalkia est de 634 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France en 2014.

La valeur recouvrable de Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. La mise à jour du test au 31 décembre 2024 conduit à constater une hausse de la valeur recouvrable, principalement liée à la baisse de 20 points du CMPC (de 6,0 % à 5,8 %), au développement de l'activité travaux et aux effets commerciaux portés par une bonne dynamique.

La marque Dalkia reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2024 ne remet pas en cause la valeur retenue dans les comptes.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 20 points ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

France – Production et Commercialisation (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 67 255 millions d'euros)

Ce segment recouvre quasi-exclusivement en termes de valeur d'actif le parc de production en France hexagonale. La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 16 131 millions d'euros (voir note 10.3). Elle n'inclut aucun goodwill.

Sur l'exercice 2024, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

Toutefois, compte tenu de la baisse des prix de l'électricité, la valeur recouvrable a été actualisée.

Celle-ci est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en principes et méthodes comptables sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 6,9 % au 31 décembre 2024 (7 % au 31 décembre 2023). S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1300 MW et de 40 ans pour le palier N4. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes consolidés au 31 décembre 2024 bien que la stratégie industrielle du Groupe soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans, voir note 10.3).

Sur l'année 2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en baisse sur cet horizon par rapport à fin 2023) tenant compte des couvertures déjà contractualisées et un volume d'ARENH livré aux fournisseurs alternatifs plafonné à 100 TWh (ainsi que 26 TWh pour les gestionnaires de réseaux), avec un prix ARENH de 42 €/MWh.

Pour la période post ARENH, les annonces gouvernementales du 14 novembre 2023 prévoient des seuils de prélèvement de 78€$_{2022}$/MWh et 110€$_{2022}$/MWh, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces éléments ont été intégrés comme hypothèses clés dans l'estimation de la valeur recouvrable à fin décembre 2024 compte tenu de l'absence de textes réglementaires précisant le niveau des seuils d'activation de cette contribution. Les dispositions adoptées dans le cadre de la loi de finances pour 2025 disposent que ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et, entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €$_{2022}$/MWh et de 110 €$_{2022}$/MWh (voir note 5.1.1).

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA EnR actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits moyen terme - des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans - qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

En outre, EDF propose à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (Contrats d'Allocation de Production Nucléaire).

La valeur recouvrable du test diminue mais reste très largement supérieure à la valeur nette comptable. Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- la réglementation post ARENH ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Analyse de sensibilité :

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh/an sur toute la période ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation ; diminution du prix de la capacité ; niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10€/TWh dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

À titre d'exemple de sensibilités défavorables, une baisse de 10 TWh/an sur toute la période de production aurait un impact négatif de (3,8) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse du taux d'actualisation de 50 points de base aurait un impact négatif de (3,4) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse des investissements de +10 % sur toute la période aurait un impact négatif de (3,9) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Autre International – Belgique (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles du segment Autre International : 2 598 millions d'euros)

La mise à jour du test de Luminus confirme l'absence de risque de perte de valeur. La marge reste nettement favorable sur ce segment, la baisse du CPMC de 30 points de base (de 7,2 % à 6,9 %) compense la baisse des hypothèses de prix.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ou intégrant un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur.

Note 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité en France repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF et d'Enedis en particulier, puisse un jour être remis en cause.

Conformément aux contrats de concession, le concessionnaire exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession et assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. Le contrôle des actifs est exercé par le concessionnaire au sens d'IAS 16, et les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est ainsi porté à l'actif du bilan, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par les concessionnaires, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement, avec au passif l'enregistrement des obligations contractuelles vis-à-vis des concédants.

Les ouvrages relevant de la distribution publique d'électricité construits ou acquis par le concessionnaire sont évalués au coût de production ou d'acquisition :

- la valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner ;
- le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté le Groupe s'il les avait lui-même construits.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit en application de l'article 176 de la loi n° 2018 - 1021 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées à leur valeur vénale.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants et des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN figure au passif du bilan en « Passifs spécifiques de concessions ».

Les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation, branchements) sont amortis sur une durée comprise entre 30 et 60 ans, les compteurs et installations de comptage sur une durée de 20 à 30 ans. Selon une périodicité régulière, le Groupe s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations en concession (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Cadre réglementaire des concessions de distribution en France

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF puis Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Par ailleurs, SEI est le concessionnaire chargé du réseau de distribution pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, selon un cadre réglementaire des concessions identique à celui d'Enedis.

De même, Électricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation de réseaux de distribution publique sur une zone limitée dépendant d'un distributeur non nationalisé dans le cadre de la loi du 8 avril 1946.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de Service public. À cet effet, les autorités concédantes (les collectivités territoriales ou établissements publics de coopération disposant de cette compétence) organisent le Service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs des parties. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale, au travers de 356 contrats de concession au 31 décembre 2024. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité de Strasbourg).

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Ainsi, les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet de chaque nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent qui relevait du modèle

de cahier des charges 1992 et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du Service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations[1]	Mises en services	Diminutions	Autres mouvements[2]	31/12/2024
Terrains et constructions	3 644	-	156	(11)	(2)	3 787
Réseaux	112 463	866	3 959	(502)	-	116 786
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 254	2	614	(122)	(5)	5 743
Immobilisations en cours	2 698	5 218	(4 729)	(15)	4	3 176
Valeurs brutes	**124 059**	**6 086**	**-**	**(650)**	**(3)**	**129 492**
Terrains et constructions	(1 803)	(89)	-	11	(9)	(1 890)
Réseaux	(52 860)	(190)	-	316	(2 598)	(55 332)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 268)	(291)	-	118	(166)	(3 607)
Amortissements et pertes de valeur	**(57 931)**	**(570)**	**-**	**445**	**(2 773)**	**(60 829)**
VALEURS NETTES	**66 128**	**5 516**	**-**	**(205)**	**(2 776)**	**68 663**

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrages par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie d'une diminution des passifs de concessions.

11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les passifs associés aux concessions, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) qui sont évalués à hauteur de :
  - la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés),
  - déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire,
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) ;
  - amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien,
  - provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 1992, et à l'exception des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ÉLAN, elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. En application des dispositions du cahier des charges de 2017, duquel relèvent aujourd'hui la quasi-totalité des contrats en vigueur, les ouvrages concédés ne donnent plus lieu à constitution de provision pour renouvellement, les soldes de provisions à l'échéance du précédent contrat ont été transférés dans le nouveau contrat et les provisions pour renouvellement continuent d'être utilisées conformément à leur objet.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment lors du remplacement effectif du bien en droits du concédant sur les biens existants, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire obligé.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Contre-valeur des biens[1]	59 123	57 300
Financement concessionnaire non amorti	(34 978)	(33 176)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	**24 145**	**24 124**
Amortissement du financement du concédant	17 717	17 007
Provisions pour renouvellement	8 741	8 879
Droits sur biens à renouveler	**26 458**	**25 886**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**50 603**	**50 010**

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 133 millions d'euros (144 millions d'euros en 2023).

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2024			31/12/2023	
(en millions d'euros)	Notes	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
CTE	12.1	50	1 888	68	1 793	190
Autres participations : actifs dédiés d'EDF SA	15.1.2	n.a.	2 290	(26)	1 850	(48)
Participations d'EDF Renouvelables	12.3	n.a.	2 235	(1 057)	2 509	(61)
Taishan (TNPJVC)	12.2	30	n.c	n.c	n.c.	n.c.
Participations d'EDF Trading	12.3	n.a.	948	214	867	255
Sizewell C (Holding) Ltd	12.3	n.a.	652	-	n.a	n.a
Autres participations	12.3	n.a.	n.c	n.c	n.c.	n.c.
TOTAL			**10 167**	**(683)**	**9 037**	**257**

n.a. : non applicable.

n.c. : non communiqué.

12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Actifs non courants	23 140	21 528
Actifs courants	4 225	3 946
TOTAL ACTIF	**27 365**	**25 474**
Capitaux propres	3 768	3 579
Passifs non courants	16 976	15 571
Passifs courants	6 621	6 324
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**27 365**	**25 474**
Chiffre d'affaires	5 559	6 131
Excédent brut d'exploitation	1 629	1 891
Résultat net	**135**	**380**
Endettement financier net	14 665	13 287
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	291	(39)
Dividendes versés	238	287

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), a la charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité en France. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

La participation d'EDF dans CTE (50,1 %) est consolidée par mise en équivalence du fait des conditions de gouvernance de RTE et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

Le 10 janvier 2024, CTE a lancé avec succès une émission d'obligations senior pour un montant de 500 millions d'euros d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 3,75 %.

12.2 Taishan

12.2.1 Éléments financiers de Taishan

La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan au 31 décembre 2023 (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Actifs non courants	10 760	11 838
Actifs courants	897	884
TOTAL ACTIF	**11 657**	**12 722**
Capitaux propres	3 137	3 606
Passifs non courants	6 684	7 457
Passifs courants	1 836	1 659
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**11 657**	**12 722**
Chiffre d'affaires	729	640
Résultat net	**(254)**	**(327)**
Dividendes versés	-	-

12.2.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited (TNPJVC), société qui exploite deux réacteurs nucléaires de technologie EPR de 1750 MW chacun à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN détient une participation de 51 % et Guangdong Energy Group une participation de 19 %.

Au premier trimestre 2023, le réacteur 1 avait été arrêté dans le cadre d'un arrêt programmé pour rechargement de combustible (« Refueling Outage »). Comme indiqué par CGN dans un communiqué le 9 juin 2023, au cours de cet arrêt, TNPJVC avait ajouté certaines inspections et tests afin d'accumuler des données et de l'expérience pour une exploitation stable à long terme de l'unité. Le réacteur 1 a été reconnecté au réseau le 27 novembre 2023 et fonctionne en toute sécurité depuis ce redémarrage. Le réacteur 2 a été arrêté pour son troisième arrêt programmé pour maintenance et rechargement en combustible au printemps 2024. Il est maintenant reconnecté au réseau et fonctionne en toute sécurité.

La provision pour risques constituée pour prendre en compte, notamment, les incertitudes tarifaires auxquelles est soumise la centrale de Taishan est maintenue à ce jour en l'absence de nouvelle publication de la NDRC (*National Development and Reform Commission*).

Pour rappel, dans le cadre du pacte d'actionnaires de la société TNPJVC Guangdong Taishan Nuclear Power Company Limited, dont l'objet est la construction, l'exploitation, la maintenance et la gestion de la centrale nucléaire de Taishan, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre ses partenaires China General Nuclear Power Co., Ltd., Guangdong Nuclear Power Investments Co., Ltd. et Taishan Nuclear Power Industry Investments Co. Ltd. (Groupe CGN), devant la CCI Singapour.

Le désaccord portait sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée cohérente avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à la durée de la société TNPJVC.

Le Tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF au mois de juin 2023. En mai 2024, les parties ont signé une lettre d'intention encadrant notamment les discussions relatives aux modifications du pacte d'actionnaires et à la politique d'amortissement.

12.3 Autres participations

Au 31 décembre 2023, EDF détenait Sizewell C à hauteur de 49,44 % qui était contrôlée et consolidée en intégration globale. Au 31 décembre 2024, le Groupe détient 16,23 % du projet et certains évènements intervenus en 2024 ont conduit le Groupe à modifier la méthode de consolidation de Sizewell C qui est mise en équivalence à compter de cette date (voir notes 3.1.3 et 10.3).

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent majoritairement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe, en Chine et au Brésil.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- la société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33 % par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Energétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe. Depuis début juin 2024, la première turbine, d'une capacité de 60 MW, fournit de l'électricité. À fin 2024, six groupes représentant une puissance de 360 MW ont été mis en service. Le septième et dernier groupe doit être mis en service début 2025 pour atteindre une capacité totale de 420 MW.

Sur l'exercice 2024, (1 036) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement sur les titres de participations relatifs au projet Atlantic Shores Offshore Wind (ASOW) dépréciés en totalité pour (764) millions d'euros, aux actifs dédiés pour (118) millions d'euros, sur le parc éolien de Spinning Spur Wind Two, LLC aux États-Unis pour (48) millions d'euros et sur des projets solaires au Mexique pour (25) millions d'euros.

ASOW est le partenariat entre Shell et EDF Renouvelables pour porter des projets éoliens off-shore aux États-Unis. Cinq projets sont en cours de développement. L'évolution du contexte politique défavorable aux États-Unis et la décision de l'État du New Jersey du 4 février 2025 de ne pas attribuer de lauréat à l'appel d'offres auquel participait le projet le plus avancé d'ASOW ont conduit le Groupe à prendre toutes les conséquences liées à ces événements. Ainsi, une charge totale de (934) millions d'euros a été comptabilisée dans le résultat des sociétés mises en équivalence.

Sur l'exercice 2023, (240) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement au titre des actifs dédiés pour (86) millions d'euros, sur la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine pour (79) millions d'euros, sur le projet Neart na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni pour (54) millions d'euros et sur des parcs éoliens au Mexique pour (16) millions d'euros.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement au cours de l'exercice 2024 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	Variation monétaire	Variation non-monétaire	31/12/2024
Stocks et en-cours de production	13.2	(18 092)	(590)	(566)	(19 248)
Clients et comptes rattachés nets de provision	13.3	(26 833)	3 106	(412)	(24 139)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.5	19 687	(359)	138	19 466
Dette/(créance) de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	13.4	2 030	(2 822)	-	(792)
Autres débiteurs et autres créditeurs[1]	13.4 et 13.6	12 468	(947)	821	12 342
Autres éléments du besoin en fonds de roulement[2]		(628)	160	(1 056)	(1 524)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		**(11 368)**	**(1 452)**	**(1 075)**	**(13 895)**

(1) Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'actifs et subventions d'investissements.

(2) Les autres éléments comprennent les certificats d'émission CO_2 et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

La variation **monétaire** du besoin en fonds de roulement se détériore de (1 452) millions d'euros en 2024, principalement du fait de la variation des positions relatives à la CSPE pour (2 822) millions d'euros. Au 31 décembre 2024, une créance est comptabilisée pour 792 millions d'euros. En 2023, une dette de (2 030) millions d'euros était comptabilisée (voir note 13.4).

Les flux **non monétaires** incluent les effets des variations de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que des reclassements. La variation des flux non monétaires sur 2024 s'explique principalement par la variation de juste valeur essentiellement sur stocks et instruments dérivés liés à l'exploitation pour un total de (1 614) millions d'euros, ainsi que par les effets périmètre pour un total de 347 millions d'euros essentiellement liés à la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd. pour 120 millions d'euros et à l'acquisition d'Arabelle Solutions pour 237 millions d'euros.

13.2 Stocks

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustibles (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie dans l'article D594-1 du Code de l'environnement.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

AUTRES STOCKS

Sont enregistrés dans les autres stocks :

- les autres combustibles, qui comprennent les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ainsi que les stocks de gaz ;
- les autres approvisionnements destinés à l'exploitation, ils sont constitués des matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les en-cours de production de biens et de services, liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir notes 5.5.4 et 10.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France ; voir note 5.1).

Hors activités de *trading*, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	12 376	(430)	11 946	11 760	(431)	11 329
Autre combustible	1 547	(274)	1 273	1 556	(260)	1 296
Autres approvisionnements	2 241	(428)	1 813	2 047	(413)	1 634
En-cours de production de biens et services	973	(24)	949	771	(22)	749
Autres stocks	3 335	(68)	3 267	3 144	(60)	3 084
TOTAL STOCKS	**20 472**	**(1 224)**	**19 248**	**19 278**	**(1 186)**	**18 092**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 9 183 millions d'euros au 31 décembre 2024 (8 810 millions d'euros au 31 décembre 2023).

L'évolution des stocks sur l'année 2024 s'explique principalement par l'augmentation des stocks de combustibles nucléaires essentiellement portée par un effet prix.

13.3 Clients et comptes rattachés

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de perte de crédit.

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2024	31/12/2023
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		23 370	24 232
dont actifs sur contrat	*13.3.3*	*200*	*286*
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		2 627	4 341
Dépréciations		(1 858)	(1 740)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE		**24 139**	**26 833**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 808 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les créances clients sont en baisse par rapport au 31 décembre 2023 en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires des différents secteurs : France - Activités de production et commercialisation (1,6) milliard d'euros, EDF Trading (1,7) milliards d'euros et France - Activités régulées 0,3 milliard d'euros. L'évolution de 0,4 milliard d'euros sur le secteur Industrie et Services est notamment portée pour 0,2 milliard d'euros par l'acquisition d'Arabelle Solutions.

13.3.1 Créances échues/non échues

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	**25 997**	**(1 858)**	**24 139**	**28 573**	**(1 740)**	**26 833**
dont créances échues de moins de 6 mois	*2 330*	*(351)*	*1 979*	*2 263*	*(392)*	*1 871*
dont créances échues de 6 à 12 mois	*1 438*	*(428)*	*1 010*	*1 100*	*(401)*	*699*
dont créances échues de plus de 12 mois	*1 692*	*(1 012)*	*680*	*1 066*	*(728)*	*338*
dont total des créances échues	**5 460**	**(1 791)**	**3 669**	**4 429**	**(1 521)**	**2 908**
dont total des créances non échues	**20 537**	**(67)**	**20 470**	**24 144**	**(219)**	**23 925**

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le groupe EDF gère plusieurs programmes d'affacturage ou de titrisation lui permettant de céder des créances commerciales éligibles et de recevoir un paiement en numéraire.

Les créances clients sont décomptabilisées conformément à IFRS 9 dès lors que le Groupe a transféré :

- ses droits à recevoir des paiements au titre de l'actif ou qu'il a rempli son obligation de payer les flux de trésorerie reçus à une tierce partie (hors entité structurée consolidée) dans le cadre d'un accord de transfert, d'une part, et
- en substance, la quasi-totalité des risques et avantages attachés aux créances, d'autre part.

Dans le cas contraire, les créances cédées restent inscrites à l'actif du bilan et les financements reçus sont traités comme des dettes financières.

Le Groupe a mis en place en 2023 un contrat de titrisation, au travers d'un Fonds Commun de Titrisation (entité ad hoc) qui conduit à conserver au bilan les créances concernées.

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Créances clients transférées et maintenues au bilan	75	57
Créances clients transférées et sorties du bilan	1 323	1 764

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 323 millions d'euros au 31 décembre 2024 concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 764 millions d'euros en décembre 2023).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé.

13.3.3 Information sur les actifs sur contrat

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 200 millions d'euros au 31 décembre 2024 (286 millions d'euros au 31 décembre 2023) et concernent principalement en 2024 Dalkia, EDF Renouvelables, Arabelle Solutions et Autre international.

13.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Charges constatées d'avance	1 652	1 609
Créances TVA	2 460	2 193
Créances fiscales (hors TVA)	344	315
Créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	792	-
Autres créances d'exploitation[1]	7 086	7 067
AUTRES DÉBITEURS	**12 334**	**11 184**
dont part non courante	*1 979*	*2 110*
dont part courante	*10 355*	*9 074*
dont valeurs brutes	*12 424*	*11 252*
dont dépréciation	*(90)*	*(68)*

(1) Y compris créances sur cession d'actifs.

Au 31 décembre 2024 les autres créances d'exploitation intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 2,4 milliards d'euros (3,1 milliards d'euros en 2023). La diminution de ces appels de marge est liée notamment au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit et à la moindre volatilité des marchés. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 13.6).

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2024 s'élève à 6 861 millions d'euros. Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1.

Les montants encaissés sur l'année 2024 en provenance du budget général de l'État s'établissent à 3 472 millions d'euros. Ce montant résulte notamment du solde du mécanisme au titre de l'année 2023 pour 227 millions d'euros et de la compensation du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 3 245 millions d'euros.

Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2024-124 du 26 juin 2024 prise en application de l'article L. 336-5 du Code de l'énergie tel que modifié par l'article 225 de la loi n°2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024, et de l'article 5 du décret n° 2024-556, les compléments de prix ARENH perçus en 2024 pour un montant de 556 millions d'euros viendront diminuer les compensations à financer par le budget de l'État au titre du mécanisme 2025. Ces derniers minorent donc la créance relative aux charges de service public de l'énergie d'EDF SA au 31 décembre 2024.

Au 31 décembre 2024, EDF SA constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 792 millions d'euros (dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023).

13.5 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	15 302	14 533
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	4 164	5 154
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	**19 466**	**19 687**

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur l'année 2024 pour 0,8 milliard d'euros concerne notamment EDF Energy pour 0,4 milliard d'euros, Arabelle Solutions pour 0,3 milliard d'euros, Edison pour 0,2 milliard d'euros et Enedis pour (0,4) milliard d'euros.

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives restent en conséquence comptabilisées en « dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe pour un montant de 985 millions au 31 décembre 2024.

13.6 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Dont passifs sur contrat	31/12/2023	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 614	2 435	4 011	2 099
Fournisseurs d'immobilisations	5 542	-	5 464	-
Dettes fiscales	5 167	-	4 740	-
Dettes sociales	6 717	-	6 236	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 975	3 974	3 548	3 548
Autres produits constatés d'avance[1]	1 219	897	1 267	857
Appels de marge *trading*	486	-	922	-
Dette de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	-	-	2 030	-
Autres dettes[2]	3 950	-	4 442	-
AUTRES CRÉDITEURS	**30 670**	**7 306**	**32 660**	**6 504**
dont part non courante	*6 039*	*3 367*	*5 685*	*3 539*
dont part courante	*24 631*	*3 939*	*26 975*	*2 965*

(1) Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu en 2020, non encore repris en autres produits et charges opérationnels (voir note 5.5.4).

(2) Y compris dettes sur acquisition d'actifs et subventions d'investissements.

13.6.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2024, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements réalisés par les clients des contrats long terme de Framatome pour 1 501 millions d'euros (719 millions d'euros au 31 décembre 2023).

13.6.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2024, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 409 millions d'euros au titre de l'accise sur l'électricité en lien avec l'application progressive, à partir du 1er février 2024, des tarifs de 20,5 €/MWh pour les professionnels et de 21 €/MWh pour les particuliers, contre des tarifs de 0,5 €/MWh et de 1 €/MWh au 1er février 2023.

13.6.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2024 les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires à EDF pour 2 137 millions d'euros (2 089 millions d'euros au 31 décembre 2023) et à Arabelle Solutions pour 329 millions d'euros.

Ils intègrent également le solde de l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

13.6.4 Appels de marge *trading*

Au 31 décembre 2024, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 0,5 milliard d'euros (0,9 milliard d'euros en 2023). Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 13.4), s'agissant de contreparties différentes.

13.6.5 Autres dettes

Les autres dettes incluent au 31 décembre 2024 comme au 31 décembre 2023 des subventions d'investissements pour 1,6 milliard d'euros. Les subventions d'investissements reçues sur 2024, nettes des effets périmètre, s'élèvent à 232 millions d'euros (258 millions d'euros sur 2023).

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres dettes » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

13.6.6 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2024
Acomptes reçus	2 099	1 710	(1 395)	(34)	-	25	30	2 435
Produits constatés d'avance long terme	3 548	872	(684)	(167)	49	334	22	3 974
Autres produits constatés d'avance	857	673	(686)	-	-	51	2	897

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 2 435 millions d'euros (principalement pour les segments Industries et Services, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 4 871 millions d'euros (principalement pour les segments France – Activités de production et de commercialisation et Industries et Services), soit un total de 7 306 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 6 504 millions d'euros au 31 décembre 2023). Les modifications de périmètre sur 2024 concernent essentiellement l'acquisition d'Arabelle Solutions.

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 19 191 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 778 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

Note 14 Capitaux propres

14.1 Capital social

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les coûts externes directement liés à une augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

Au 31 décembre 2024, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

14.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires réunie le 11 juin 2024 a décidé de ne pas verser de dividendes en 2024 au titre de l'exercice 2023.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2024.

14.3 Titres subordonnés à durée indéterminée

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques. La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles, qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement.

Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confère à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

Au 31 décembre 2024, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 047 millions d'euros, déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts (12 009 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le 5 juin 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 5 juillet 2024 de la souche de dette hybride émise en octobre 2018 pour 1 250 millions d'euros à un taux de 4 % avec une échéance au 30 octobre 2024. Compte tenu du caractère certain du remboursement, EDF a reclassé au 30 juin 2024 1 243 millions d'euros précédemment inscrits en capitaux propres, en autres dettes financières pour 1 250 millions d'euros et pour (7) millions d'euros, correspondant à la part des frais d'émission. Le 5 juillet 2024, la dette a été intégralement remboursée pour 1 250 millions d'euros.

Le 10 septembre 2024, EDF a lancé des offres contractuelles de rachat visant les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros émises en janvier 2014 à un taux de 5,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026) et les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 250 millions de livres sterling émises en janvier 2013 à un taux de 6,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026). Cette offre a conduit à un rachat partiel pour 499 millions d'euros de la souche euros émise en janvier 2014 pour 1 000 millions d'euros, et pour 730 millions d'euros (621 millions de livres sterling) pour la souche GBP émise en janvier 2013 pour 1 250 millions de livres sterling.

Le 10 septembre 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 29 janvier 2025 de la souche de dette hybride émise en janvier 2013 pour 1 250 millions d'euros à un taux de 5,38 % échéance en janvier 2025. EDF a reclassé au 31 décembre les 1 229 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres pour 1 250 millions d'euros en autres dettes financières et pour 21 millions d'euros en primes et réserves pour la part des primes et frais d'émission.

Le 10 septembre 2024, EDF a émis trois tranches d'obligations hybrides vertes comptabilisées en capitaux propres pour respectivement 500 millions d'euros (à un taux de 5,125 %), 650 millions d'euros (à un taux de 5,625 %), et 500 millions de livres sterling (à un taux de 7,375 %).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 582 millions d'euros sur l'exercice 2024 (630 millions d'euros sur l'exercice 2023). La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2025, une rémunération de 74 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission[1]	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	629	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2014	501	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	12/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
EDF	09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
EDF	09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
EDF	06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
EDF	12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %
EDF	06/2023	1 500	USD	10 ans	9,13 %
EDF	09/2024	500	EUR	5 ans	5,13 %
EDF	09/2024	650	EUR	8 ans	5,63 %
EDF	09/2024	500	GBP	11 ans	7,38 %

(1) Date de réception des fonds.

14.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

Les informations relatives aux principales participations ne donnant pas le contrôle sont détaillées ci-dessous :

	31/12/2024			31/12/2023	
(en millions d'euros)	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	1 453	300	2 014	136
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	27,40 %	5 915	(87)	5 349	(2 703)
Sizewell C (Holding) Ltd.	83,77 %	-	(5)	1 475	-
EDF Investissements Groupe SA	13,78 %	1 024	17	520	13
Luminus SA	31,37 %	995	102	698	25
Framatome	19,50 %	200	(23)	218	(34)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		**1 442**	**144**	**1 677**	**158**
TOTAL		**11 029**	**448**	**11 951**	**(2 404)**

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd., détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (HPC) Ltd, holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 72,60 % (67,72 % au 31 décembre 2023) par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Suite à la perte de contrôle dans la société Sizewell C (Holding) Ltd, société détenue à 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) par le Groupe *via* EDF Energy et qui porte le projet Sizewell C, la société est mise en équivalence dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2024. Au 31 décembre 2023, les participations ne donnant pas le contrôle correspondaient à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 80,5 % par le Groupe *via* la société EDF SA, correspondent uniquement à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % depuis l'acquisition par EDF le 25 janvier 2024 des 5 % détenus par Assystem.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent principalement aux participations de collectivités locales belges, ainsi que les apports de partenaires sur le projet de CCGT de Seraing.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements. Le 6 novembre 2024, une augmentation de capital de 500 millions d'euros a été souscrite par Natixis Belgique Investissements, qui détient désormais 13,78 % du capital d'EDF IG au 31 décembre 2024 (7,54 % au 31 décembre 2023) et EDF, *via* la société C3, détient les 86,22 % restants (92,46 % au 31 décembre 2023).

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 66 millions d'euros au 31 décembre 2024 (96 millions d'euros en 2023).

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la certitude raisonnable de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion des combustibles usés, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	33 220	1 995	35 215	28 193	2 069	30 262
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	35 609	1 453	37 062	32 013	1 269	33 282
Provisions liées à la production nucléaire	**68 829**	**3 448**	**72 277**	**60 206**	**3 338**	**63 544**

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
(en millions d'euros)	Note 15.1	Note 15.2	Note 15.3	
Provisions pour gestion des combustibles usés	17 449	1 265	-	18 714
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	520	-	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	1 446	379	15 981
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2024	**31 605**	**3 231**	**379**	**35 215**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	12 878	599	32 698
Provisions pour derniers cœurs	2 995	1 369	-	4 364
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2024	**22 216**	**14 247**	**599**	**37 062**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2024	**53 821**	**17 478**	**978**	**72 277**

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	15 114	4 074	(1 248)	638	59	77	18 714
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	406	-	-	22	21	71	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 742	881	(348)	371	61	274	15 981
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**30 262**	**4 955**	**(1 596)**	**1 031**	**141**	**422**	**35 215**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29 291	400	(1 000)	1 321	537	2 149	32 698
Provisions pour derniers cœurs	3 991	-	-	193	62	118	4 364
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**33 282**	**400**	**(1 000)**	**1 514**	**599**	**2 267**	**37 062**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**63 544**	**5 355**	**(2 596)**	**2 545**	**740**	**2 689**	**72 277**
Dont part courante	3 338						3 448
Dont part non courante	60 206						68 829
Dont EDF SA	48 220						53 821
dont périmètre loi du 28 juin 2006	*47 001*						*52 583*
Dont Royaume-Uni	14 365						17 478
Dont Belgique	960						978

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2024 s'explique notamment par :

- En France (voir note 15.1.1) :
  - > une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés en France au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir note 15.1.1.1) pour 3 301 millions d'euros ;
  - > une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL (voir note 15.1.1.2) pour 823 millions d'euros ;
  - > la première divergence de la centrale de Flamanville 3 se traduisant par une augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 428 millions d'euros (voir note 15.1.1.3) ;
  - > une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base en France (voir note 15.1.1.5) diminuant les provisions de (964) millions d'euros.
- Au Royaume-Uni (voir note 15.2) :
  - > une mise à jour de l'estimation des coûts pour 3 440 millions euros réalisée dans le cadre de l'*Integrated Plan* 25 (IP 25), approuvée par la NLA (*Non-Nuclear Liabilities Assurance team*) en décembre 2024 ;
  - > une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 30 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (825) millions d'euros ;
  - > les nouvelles hypothèses (comme annoncé par le Groupe en décembre 2024) de fermeture des centrales AGR Heysham 1 et Hartlepool, planifiée en 2027 (précédemment en 2026), et de fermeture des centrales AGR de Heysham 2 et Torness planifiée en 2030 (précédemment en 2028) conduisant à une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de (366) millions d'euros

15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France

15.1.1 Provisions nucléaires

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits précédemment :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 15.1.2).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'estimations, de jugements et d'incertitudes qui sont décrits en note 1.3.4.2. Fin 2024, le niveau d'incertites à évoluer à court et moyen terme, notamment (i) les études d'APS en 2025 et 2026 des nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC) du programme aval du futur (voir note 15.1.1.1), (ii) les évolutions règlementaires récentes sur le traitement des peintures amiantées et l'analyse de leur impact éventuel (au travers d'un plan d'actions démarré en 2025 tenant compte de la complexité des prélèvements du fait de l'ampleur des surfaces considérées et de leur diversité) sur le devis de démantèlement des installations en exploitation (voir note 15.1.1.3). Par ailleurs, la publication par l'État du nouvel arrêté de chiffrage du projet Cigéo est attendue à l'horizon de septembre 2025 (voir note 15.1.1.2).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs en France se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	15.1.1.1	13 876	4 058	(1 113)	573	55	17 449
dont non liées au cycle d'exploitation		*1 760*	*2 678*	*(36)*	*76*	*18*	*4 496*
dont hors périmètre loi du 28 juin 2006		*1 219*	-	*(42)*	*61*	-	*1 238*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	13 205	869	(348)	301	129	14 156
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**27 081**	**4 927**	**(1 461)**	**874**	**184**	**31 605**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	18 419	399	(274)	753	(76)	19 221
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 720	-	-	126	149	2 995
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**21 139**	**399**	**(274)**	**879**	**73**	**22 216**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		**48 220**	**5 326**	**(1 735)**	**1 753**	**257**	**53 821**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006[1]		47 001	5 326	(1 693)	1 692	257	52 583
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006[1]		1 219	-	(42)	61	-	1 238

(1) Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'explique notamment par les événements suivants :

- une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés en France au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir note 15.1.1.1) pour 3 301 millions d'euros dont les effets sont présentés en « augmentations » pour un montant de 3 291 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « autres mouvements » pour un montant de 10 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- la première divergence de la centrale de Flamanville 3 se traduisant par une augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 428 millions d'euros, répartis à hauteur de 235 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation (voir note 15.1.1.3), 22 millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs, 73 millions d'euros sur les provisions pour gestion des combustibles usés, et 98 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Ces éléments sont présentés principalement en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL (voir note 15.1.1.2) pour 823 millions d'euros dont les effets sont présentés en « augmentations » pour un montant de 775 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « Autres mouvements » pour un montant de 48 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs.

Il est par ailleurs à noter une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base en France (voir note 15.1.1.5) diminuant les provisions de (964) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « effet de l'actualisation » pour un montant de (514) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « autres mouvements » pour un montant de (450) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

L'effet d'actualisation comprend par ailleurs la charge de désactualisation pour 2 267 millions d'euros comptabilisée en résultat financier.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, Orano Recyclage et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

15.1.1.1 Provisions pour gestion des combustibles usés

Traitement des combustibles usés

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités nominales à traiter par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (soit 24 réacteurs autorisés actuellement au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion des combustibles usés (17 449 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;

- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion des combustibles usés concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 – 2040. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le précédent contrat d'application venant à échéance fin 2023, les négociations entre EDF et Orano Recyclage ont convergé en septembre 2023 avec la signature d'un accord sur les principes du contrat d'application couvrant la période 2024-2026. Cela s'est traduit par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion des combustibles usés au 31 décembre 2023. Cet accord intègre l'évolution des conditions économiques sous-jacentes au contrat et les besoins exprimés par Orano Recyclage en termes de coûts d'exploitation nécessaires à une meilleure performance de ses usines.

Le contrat d'application pour la période 2024-2026, reprenant les éléments de l'accord de septembre 2023 sur les principes mentionnés ci-dessus, a été signé le 1er octobre 2024. En conséquence, la signature de ce contrat n'a pas d'impact significatif en 2024 sur les provisions pour gestion des combustibles usés.

Entreposage des combustibles usés

Par ailleurs, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle, avec à fin 2023 :

- d'une part, un sujet relatif au risque de saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030 compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF. Dans cette perspective, il était pris en considération la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service d'un premier bassin était prévue pour 2034, afin d'augmenter le volume d'entreposage à long-terme des futurs combustibles usés et ainsi éviter la saturation. Ce premier bassin, avec une fonction d'extension des piscines des réacteurs nucléaires permettant d'assurer la continuité d'exploitation du parc, était ainsi considéré comme une immobilisation corporelle. Dans l'attente de ce bassin, des solutions transitoires, projets parades de densification des piscines existantes du site Orano de La Hague et solution complémentaire d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE), faisaient l'objet d'études dont les coûts associés étaient couverts par les provisions ;
- et d'autre part, le besoin d'entreposage de long terme du combustible usé engagé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usés), et le combustible de Creys-Malville dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Ce besoin était couvert par des provisions basées sur un scénario de construction d'un deuxième bassin au titre de la piscine d'entreposage centralisé dont la mise en service était prévue en 2047.

Concernant ce sujet de gestion des combustibles usés, le premier semestre 2024 a été marqué par :

- le Conseil de Politique Nucléaire (CPN) du 26 février 2024 qui a permis de confirmer les grandes orientations de la politique française sur l'aval du cycle combinant le retraitement, la réutilisation des combustibles usagés et la fermeture du cycle, via la prolongation, la résilience des installations actuelles et le renouvellement des usines du cycle à La Hague;
- l'audition conjointe Orano et EDF du 11 avril 2024 par le collège de l'ASN qui a permis, dans le contexte du CPN mentionné ci-dessus, de présenter de façon convergée un état des lieux à date des capacités d'entreposage sur le site de La Hague ainsi que les projections de quantités de combustibles usés à entreposer. Suite à cette audition, l'ASN dans sa note d'information du 17 avril 2024 a pris note d'un report du risque de saturation dans les piscines de La Hague, tout en réaffirmant le besoin de mise en place de parades pour restituer des marges de sécurité. Par ailleurs, l'ASN a appelé les exploitants à mettre en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage de long terme dans les délais les plus courts possibles avec des objectifs de sûreté de haut niveau.

Ainsi, le scénario industriel présenté par EDF devant le collège des commissaires de l'ASN le 11 avril 2024 intégrait la détente annoncée du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (avec mise en œuvre des parades) conjuguée à la perspective de renouvellement des usines de La Hague, avec notamment le recours à un bassin unique (au lieu de deux bassins précédemment prévus, comme mentionné ci-dessus) sous maîtrise d'ouvrage EDF, conformément aux dispositions de l'arrêté du 9 décembre 2022 pris en application du décret n°2022-1547 du 9 décembre 2022, et ayant pour fonction l'entreposage longue durée du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville. Les estimations retenues pour valoriser ce scénario reposaient sur ces hypothèses structurantes.

Au 30 juin 2024, ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du premier bassin pour un montant de 142 millions d'euros et à la mise à jour des provisions pour gestion des combustibles usés à fin juin 2024, en tenant compte des dernières estimations, de la façon suivante :

- concernant la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (entre 2030 et 2040), la confirmation de la mise en œuvre du projet parade de densification de ces piscines, avec la finalisation des études de développement conduisant à une augmentation des provisions de 311 millions d'euros au 30 juin 2024. La solution complémentaire d'entreposage à sec reste également envisagée à ce stade ;
- concernant le besoin d'entreposage de long terme du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville, la prise en compte du nouveau dimensionnement de la capacité d'un bassin unique et d'une mise en service au plus tôt. L'estimation s'appuie sur une revue des coûts du projet proposé par EDF au niveau Avant Projet Sommaire (APS) finalisée sur le premier trimestre 2024 et intégrant les derniers requis en termes de sûreté et de sécurité. Ces éléments ont conduit à une augmentation de cette provision, non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006 et donnant donc lieu à constitution d'actifs dédiés, pour un montant de 2 657 millions d'euros au 30 juin 2024 ;
- concernant le combustible usé engagé à date à l'uranium issu du traitement (URE), il est dorénavant considéré dans le scénario industriel qu'il sera traité (en dilution de l'UNE usé) dans les usines existantes de La Hague (en lieu et place d'un entreposage de long terme suivi d'un stockage direct). Les provisions pour gestion des combustibles usés au titre du traitement ont augmenté de 333 millions d'euros, et les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs ont diminué de 120 millions d'euros.

A l'automne 2024, EDF et Orano ont proposé à l'instruction de la DGEC et de l'ASN un schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur ADF). Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, ce schéma prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (ADEC), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement.

Au 31 décembre 2024, cette proposition est toujours en cours d'instruction par les autorités compétentes. En cas de validation, le projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage Orano se substituera au projet PEC sous maîtrise d'ouvrage EDF.

Dans ce contexte, Orano a récemment démarré les travaux d'études APS sur le programme ADF, qui intègre le projet de nouvelles capacités d'entreposage, qui devraient être menés jusqu'à fin 2026. Les modalités de financement de ce programme ne sont pas arrêtées à date.

Compte tenu de ces éléments structurants restant à préciser, la meilleure estimation à date du montant à provisionner au titre de l'obligation d'entreposage des combustibles usés reste basée sur les hypothèses sous-jacentes mises à jour sur le premier semestre 2024.

Au total, les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés s'élèvent à 504 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 4 496 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX usés et du combustible de Creys-Malville (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Recyclage de l'Uranium de retraitement

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement, suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2ème trimestre 2018. Les premiers assemblages fabriqués à l'usine Framatome de Romans sur Isère ont été chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée, tranche qui a redémarré le 4 février 2024. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'Autorité de Sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion des combustibles usés (soit 485 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

Audit commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et devrait se conclure sur le premier trimestre 2025. À ce stade d'avancement, il n'est pas anticipé d'impacts significatifs sur les provisions pour gestion des combustibles usés au titre de cet audit.

15.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct, le cas échéant après entreposage longue durée, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2024	31/12/2023
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaines (ANDRA)	3 310	3 176
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	371	369
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	10 475	9 660
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**14 156**	**13 205**

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003 et géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Codolet, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus ou incinérés, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les Générateurs de Vapeur.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes règlementaires (décrets du Ministère de la Transition écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement du Technocentre, une installation de découpe et de fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement d'installations nucléaires. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5e Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs, la feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre a été envoyée à la DGEC début 2023. La saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet a été réalisée mi-janvier 2024. Le Débat Public, débuté en octobre 2024, se terminera en février 2025.

Évolutions 2023

En 2023, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions. Il est à noter qu'il a été notamment pris en compte les effets de la loi de finances 2024 qui prévoit l'introduction d'une taxe générale sur les activités polluantes pour favoriser le recyclage des déchets métalliques TFA et une baisse de la taxe INB sur les centres de stockage à compter de leur arrêt définitif, ce qui viendra modifier les coûts de stockage facturés par l'ANDRA.

Evolutions 2024

En 2024, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, notamment concernant les hypothèses de coûts de stockage des déchets TFA (sur la base du nouveau contrat en cours avec l'ANDRA), amenant à une augmentation des provisions de 56 millions d'euros.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en *sub-surface*.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Conformément à l'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi qu'au 5e PNGMDR[1], l'ANDRA a transmis en mars 2024 un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines et amenant à considérer d'autres options que le site de Vendeuvre-Soulaines pour stocker les déchets graphite. Ce dossier est en cours d'instruction par l'ASN.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets permettent d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA) sans attendre la mise en service d'un centre de stockage spécifique.

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2045, est donc un stockage au CSA. Pour ce graphite, la construction d'un entreposage temporaire sur Chinon associé à un stockage dans un centre spécifique FAVL a été pris en compte en risque.

Concernant les autres réacteurs, les provisions couvrent un stockage direct du graphite dans un stockage.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et, dans une moindre mesure, des déchets issus de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde. C'est l'objet du projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique).

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

À ce titre, l'ANDRA doit remettre en avril 2025 à la DGEC, à l'ASN et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier sera suivi d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo à l'horizon de septembre 2025.

À ce stade, les travaux sur ce dossier de chiffrage sont en cours et plusieurs points sont encore ouverts à discussion. L'estimation des effets cumulés des différents travaux et de leurs interactions nécessite de prendre en compte la vision globale telle qu'elle sera finalisée en 2025.

Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation génère une augmentation de la provision de 823 millions d'euros indépendamment du reste des travaux de chiffrage en cours.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 9 508 millions d'euros sont assises sur le coût du stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes, et de la caractérisation des déchets et comprennent, par ailleurs, l'entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, l'évacuation vers le stockage et le stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes.

Depuis 2016, les principaux jalons concernant le projet Cigéo ont été les suivants :

Le 11 janvier 2018, l'ASN a estimé que le projet avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'option de sûreté (DOS). Une revue de conception détaillée a été organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants. Il a rendu, fin 2020, un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA.

L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021. Elle a abouti à un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Les conclusions de la commission notaient que cette enquête publique avait « amené de nombreuses contributions du public, la plupart fort argumentées, la majorité en faveur du projet », et que Cigéo était « opportun, pertinent et robuste ».

En amont de l'enquête, la contre-expertise de l'évaluation socio-économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) avait donné lieu à un avis favorable « tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport ». Elle avait souligné que « le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires ».

L'Autorité environnementale, de son côté, avait souligné, dans son avis du 13 janvier 2021 le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Elle avait aussi émis une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique.

Le décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique Cigéo et a porté la mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays Barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute-Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse). Par ailleurs, le décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet Cigéo parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R. 102-3 du Code de l'urbanisme.

La remise du dossier de demande d'autorisation de création (DAC) a été effectuée le 17 janvier 2023.

À la suite de ce dépôt, le 22 juin 2023, l'ASN a considéré que le dossier de demande d'autorisation de création de Cigéo était recevable. La demande d'autorisation de création a également fait l'objet d'un avis de l'autorité environnementale en date du 27 juin 2024. Cette étape a permis de lancer le travail d'instruction technique du dossier, cadencée par trois réunions du Groupe Permanent (GP) : le GP1 (Groupe Permanent 1) s'est tenu en avril 2024, le GP2 s'est tenu en décembre 2024 et le GP3 est prévu mi-2025, pour un avis de l'ASN prévu en novembre 2025.

L'autorisation de création est visée pour fin 2027.

À date, le planning de référence de l'ANDRA prévoit d'abord une phase industrielle pilote et prend en compte une livraison des premiers déchets entre 2035 et 2040.

(1) Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs. Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au *Journal Officiel* du 10 décembre 2022.

Concernant le cas particulier du traitement des déchets bitumineux, l'ASN a demandé dans le cadre de l'instruction du DOS que, pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, la DGEC a mandaté un groupe d'experts pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes. Il a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation). Toutefois, il souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est en cours sur ce sujet.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). À fin 2024, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 968 millions d'euros.

ICEDA, implanté sur le site du Bugey, est l'installation dédiée au conditionnement et à l'entreposage des déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion des combustibles) et de la déconstruction des centrales. L'installation a été mise en service en 2020 et a conditionné ses premiers déchets en 2021.

Depuis 2021, ICEDA a conditionné l'ensemble des déchets activés de démantèlement de Chooz A et les premiers déchets d'exploitation de Fessenheim.

En 2024, l'ASN a autorisé la modification des caractéristiques réglementaires des déchets autorisés à entrer dans l'installation pour y être conditionnés. Cette modification permet à ICEDA d'être autorisée à conditionner 100% des déchets pour lesquels l'installation a été conçue. L'autorisation de conditionnement prenant en compte ces nouvelles limites est attendue pour début 2025.

Enfin, à la suite de l'arrêt définitif des deux tranches de la centrale de Fessenheim, EDF a déposé une demande de modification du Décret d'Autorisation de Création d'ICEDA afin de permettre à ICEDA de conditionner les déchets de démantèlement de Fessenheim. Le décret modifié est attendu en 2025.

15.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L.593-20 à L.593-25 et réglementaires des articles R.593-65 à R.593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée : depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix, la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT) et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint-Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	-	(10)	594	(76)	13 510
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	399	(264)	159	-	5 711
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**18 419**	**399**	**(274)**	**753**	**(76)**	**19 221**

Les « autres mouvements » sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation (provisions adossées à des actifs) comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2024 ainsi que la comptabilisation de la provision pour déconstruction relative à Flamanville 3 pour 235 millions d'euros suite à la première divergence du réacteur en septembre 2024.

Les « diminutions » correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2024. Les « augmentations » correspondent aux conséquences de la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées (principalement au titre des sujets de traitement des matières dangereuses et de l'obsolescence, tels que précisés ci-dessous) concernant en conséquence des provisions non adossées à des actifs.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation (concernant Flamanville 3, voir paragraphe « évolutions 2024 »).

Historique des évaluations des provisions et Audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW), et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration avait également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc. En 2021, le coût de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site, qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec deux, quatre et dans un cas, six réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 9 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis Parc REP en exploitation qui n'en prendrait pas en compte. Ces effets varient selon les paliers, les effets étant d'autant plus importants que le nombre de tranches d'un palier (effet de série) et celui de tranches par site (effet mutualisation) est élevé, ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (effets de série et de mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur le planning, sur les effets de série, de mutualisation, sur les coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Depuis fin 2023, les conséquences financières de ces risques sont basées sur une valorisation d'un registre des risques identifiés en intégrant l'impact planning (sur base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) en lieu et place d'une évaluation *via* une majoration forfaitaire, pratiquée auparavant.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 19,4 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation (34,1 % pour le devis de la référence Fessenheim).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une inter-comparaison internationale en prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Évolutions 2023

En 2023, le devis à fait l'objet d'une revue annuelle, en prenant en compte des évolutions méthodologiques ainsi que des éléments de retour d'expérience de Fessenheim dont principalement :

- des évolutions méthodologiques (appliquées également aux provisions pour déconstruction des centrales arrêtées et gestion à long terme des déchets radioactifs) sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, une première prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement ainsi que la finalisation de la mise en œuvre de la méthodologie d'estimation analytique des incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction des centrales arrêtées ;
- la prise en compte d'une hypothèse de début de démantèlement par paires de tranches (contre auparavant une hypothèse de début indépendante pour chaque tranche) pour le palier 900 MW, suite au retour d'expérience de la préparation au démantèlement de Fessenheim ;
- une mise à jour des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) en prenant notamment en compte en référence la dernière vision des coûts sur le site de Fessenheim ;
- la prise en compte d'un registre de risques identifiés sur le parc REP (contre une évaluation forfaitaire des risques auparavant), en appliquant les méthodes de valorisation utilisées pour les autres centrales en démantèlement (sur la base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) ;
- une mise à jour des coefficients d'extrapolation (transposition et mutualisation) sur les coûts d'achats d'exploitation, basés sur les données historiques du parc en exploitation.

Pris dans leur ensemble, les éléments ci-dessus de cette révision annuelle ont eu un impact non significatif sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation.

Évolutions 2024

Le devis de déconstruction des 56 tranches nucléaires en exploitation a fait l'objet d'une révision annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros$_{2024}$) s'élève à environ 0,67 milliard d'euros pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,42 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

Par ailleurs, concernant Flamanville 3, après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur réalisé en mai 2024, EDF a procédé à la première divergence du réacteur (après accord de l'ASN) le 3 septembre 2024, c'est-à-dire au démarrage du processus de réaction en chaîne. Cette première divergence implique, dans les états financiers consolidés du Groupe, la comptabilisation des provisions relatives à Flamanville 3, pour un montant de 235 millions d'euros au titre de la déconstruction. L'évaluation est basée sur une transposition du coût de référence de la tête de série 900 MW, adaptée à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans).

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt, représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) au Bugey, à Saint-Laurent et à Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2^{e} génération).

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plate-forme de téléopération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

De 2016 à 2022 :

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des Commissaires de l'ASN le 29 mars 2016, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN, de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernaient la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernaient la provision Gestion à Long Terme des Déchets Radioactifs (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020 n'ont pas remis en cause les principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

Par ailleurs, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du Ministère de la Transition Écologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de son inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique des risques et incertitudes planning (appliquée à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation de provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Évolutions 2023

En 2023, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a pris en compte notamment des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, la prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage) ainsi que la généralisation de l'application de la méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction en cours. L'ensemble de ces derniers éléments ont amené à une augmentation des provisions de 182 millions d'euros.

Il convient de noter par ailleurs une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 41 millions d'euros, au titre des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) suite à la mise à jour de l'estimation de ces coûts.

Évolutions 2024

En 2024, dans le cadre des travaux méthodologiques, ont été approfondis les deux sujets transverses suivants :

- le traitement des matières dangereuses (amiante, plomb…) avec le lancement d'un plan d'actions pluriannuel visant à consolider les inventaires amiante et plomb sur les sites, à renforcer la maîtrise du risque matières dangereuses et à évaluer les surcoûts de la gestion de ces matières dangereuses et les potentiels impacts planning. Cela a conduit à une augmentation des provisions de 229 millions d'euros (dont 70 millions d'euros pour la prise en compte des conséquences sur Fessenheim des évolutions règlementaires récentes relatives aux peintures amiantées) ; À noter qu'au titre des peintures amiantées, concernant les centrales en exploitation, les quelques repérages positifs récents ne permettent pas d'établir si l'amiante est localisée et circonscrite à un matériel particulier, auquel cas elle pourra faire l'objet d'un traitement ad hoc sans surcoût significatif, ou si elle est présente avec le même caractère diffus que dans les peintures des matériels de certains bâtiments de Fessenheim. Davantage de diagnostics sont nécessaires pour caractériser ces installations. À ce titre, un plan d'actions est prévu à partir de 2025 pour collecter les informations disponibles dans le système d'information, et établir un programme de caractérisation, en priorité sur les gros composants peints dimensionnants pour le démantèlement, ensuite élargi à d'autres équipements électromécaniques. Ce programme de caractérisation prendra en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostiqueurs.
- le traitement de l'obsolescence avec une étude détaillée à la suite des travaux menés en 2023 sur les systèmes les plus à risques. Cette étude a été conduite à partir d'une analyse des systèmes de Saint Laurent A extrapolée à l'ensemble des sites arrêtés, et a conduit à une augmentation des provisions de 108 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

	31/12/2024	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	334	294
Réacteur à eau pressurisée REP - Fessenheim[1]	1 161	971
Réacteurs Uranium Naturel - Graphite - Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 348	3 258
Réacteur à eau lourde - Brennilis	444	381
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium - Superphénix à Creys Malville	690	604

(1) Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme le bâtiment pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 1,1 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens téléopérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7,6 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,3 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Après des difficultés rencontrées sur le chantier jusqu'en 2022 (impact de la crise sanitaire, indisponibilités du pont de manutention), celui-ci a progressé significativement en 2023 et 2024 avec la vidange de la piscine après découpe des structures internes de la cuve, la découpe des tubulures des tuyauteries primaires, préalable à la levée de la cuve, et la rénovation du pont de manutention de la caverne réacteur. La fin du chantier de démantèlement de la cuve est calée en 2027. Par ailleurs, un accord de collaboration a été signé avec le CNRS le 7 septembre 2022 pour la réutilisation des cavernes à des fins de recherche fondamentale sur les neutrinos ;
- Fessenheim : les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique.

À fin 2024, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel. Avec notamment :

> la totalité du combustible usé qui a été évacuée du site vers la Hague;

> une opération de décontamination des circuits primaires de grande ampleur (Full System Décontamination : FSD) qui a été réalisée avec succès sur les 2 réacteurs et s'est terminée en juin 2023 ;

> le traitement des parties supérieures des générateurs de vapeur (GV) usés (GV issus de leur remplacement réalisé lors de l'exploitation des unités 1 & 2) qui a été réalisé en Suède et l'accord multilatéral des autorités de sûreté des pays traversés par le transport des parties Inférieures de ces GV usés vers la Suède (France, Belgique, Allemagne, Pays-Bas et Suède) qui est en cours d'obtention.

> les travaux de démantèlement électromécanique de la salle des machines, en vue de sa reconfiguration en installation de découplage et de transit des déchets radioactifs.

Concernant le décret prescrivant les opérations de démantèlement, dont l'obtention marquera le début de la phase de démantèlement, d'importantes étapes ont été franchies, notamment : le dépôt du dossier de demande de démantèlement de la centrale en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'ASN, la tenue du GP (Groupe Permanent) le 22 juin 2023, l'enquête publique (du 25 mars au 30 avril 2024) suite à laquelle la commission d'enquête et la préfecture ont rendu un avis favorable.

Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue mi-2025 et sa prise d'effet début 2026 après accord de l'ASN sur les règles générales d'exploitation (RGE) applicables en démantèlement ;

- Réacteurs graphites Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. Suite à la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. Une mise à jour de l'ensemble de ces dossiers a été envoyée par EDF en février 2024 en réponse aux demandes émises par la MSNR (Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection) dans le cadre de l'analyse de recevabilité. L'enclenchement de l'instruction de ces dossiers par l'ASN et l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire) a eu lieu le 25 novembre 2024 en vue d'un Groupe Permanent prévu en mars 2026. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 - est prévue en 2034 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2044 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2040). Cet état de configuration sécurisée vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;
- Superphénix : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible vers le bâtiment se trouvant sur site (APEC), démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve. Après l'extraction des bouchons assurant le confinement de la cuve du réacteur, la mise en place de la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) et la mise en service de l'atelier robotisé, les découpes des internes de cuve ont démarré en 2024. Fin 2024, le faux sommier (première partie des internes de cuve) a été extrait de la cuve, découpé et conditionné en colis de déchets. La seconde partie, le sommier (dernière pièce massive à retirer de l'intérieur de la cuve) sera extrait pour être découpé à son tour au premier trimestre 2025. En parallèle les travaux à l'intérieur du bâtiment réacteur se sont poursuivis avec notamment en 2024 la fin du démantèlement du bouchon couvercle cœur et le début des travaux de démantèlement du puit de cuve et de la cuve de sécurité. La fin du démantèlement du réacteur Superphénix est planifiée à horizon 2034.
- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Le 26 septembre 2023, la centrale de Brennilis a obtenu son décret de « démantèlement complet », dont l'entrée en vigueur a été marquée notamment en juin 2024 par l'approbation des nouvelles règles générales d'exploitation par l'ASN et en novembre 2024 par l'obtention de la dernière autorisation ASN relatives aux nouvelles modalités de rejets et de prélèvements d'eau, ce qui permet d'engager le démantèlement du bloc réacteur, la démolition de l'enceinte et la réhabilitation du site attendue en 2041.

15.1.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible et d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion des combustibles usés et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement d'une tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision (voir note 21.1).

En 2023, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 103 millions d'euros afin de tenir compte de la mise à jour des coûts des opérations de traitement du combustible usé.

En 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant de 22 millions d'euros relatifs au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) - avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans -, à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,22 % pour 2024. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2024 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,3 % ; 3,6 %] ([2,2 % ; 3 %] à fin 2023) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,4 % ; 3,6 %] ([3 % ; 3,2 %] à fin 2023) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,22 % (3,35 % à fin 2023) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond règlementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de références à des *spreads* d'obligations d'entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations « *Investment Grade* » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Sur la base de ce calcul et en tenant compte de la forte volatilité des taux des OAT à fin 2024, dont il est attendu une baisse, ainsi que de celle des taux, courant 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2024 (4,5 % au 31 décembre 2023), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (2,0 % au 31 décembre 2023), soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2024 (2,5 % au 31 décembre 2023).

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond règlementaire. Selon l'article D594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir de la référence UFR, s'établit à 2,72 % au 31 décembre 2024 (2,85 % au 31 décembre 2023).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2024 en application des modalités de calcul présentées ci-avant est de 2,6 %.

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	24 849	16 211	18 998	12 657
dont non liée au cycle d'exploitation	*7 794*	*4 496*	*3 658*	*1 760*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	40 405	14 156	38 467	13 205
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**65 254**	**30 367**	**57 465**	**25 862**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 154	13 510	23 335	13 002
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 313	5 711	8 832	5 417
Derniers cœurs	5 167	2 995	4 668	2 720
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**39 634**	**22 216**	**36 835**	**21 139**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006	**-**	**52 583**	**-**	**47 001**

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

	31/12/2024		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
(en millions d'euros)	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans[(1)]	Total
Gestion des combustibles usés	12 589	12 260	24 849
dont non lié au cycle d'exploitation	*2 977*	*4 817*	*7 794*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 548	33 857	40 405
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**19 137**	**46 117**	**65 254**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	623	24 531	25 154
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 854	5 459	9 313
Derniers cœurs	1 146	4 021	5 167
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**5 623**	**34 011**	**39 634**

(1) Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 24 % et à 45 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 37 % et à 93 % pour la déconstruction.

En complément, le tableau ci-dessous fournit pour EDF l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

Pour l'exercice 2024 :

		Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	+ 20 points de base	- 20 points de base	+ 20 points de base	- 20 points de base
Aval du cycle nucléaire :					
• gestion des combustibles usés	17 449	(314)	332	269	(285)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	(712)	795	543	(613)
Déconstruction et derniers cœurs :					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	(588)	621	-	-
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	(164)	175	164	(175)
• derniers cœurs	2 995	(97)	103	-	-
TOTAL	**53 821**	**(1 875)**	**2 026**	**976**	**(1 073)**
dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	*38 507*	*(1 636)*	*1 777*	*833*	*(924)*

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de + 10/- 10 points de base est de (956)/993 millions d'euros dont 499/(523) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

15.1.2 Actifs dédiés d'EDF

15.1.2.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution des actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, modifiés par le décret du 22 novembre 2023 et complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020.

Depuis le décret du 1er juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret fixe le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans.

15.1.2.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenus par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobiliers, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA EDF Invest.

L'allocation stratégique validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 29 juin 2018, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 29 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 41 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles seront atteintes progressivement.

EDF Invest gère les actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, une partie des actifs de croissance et des actifs de taux au sein des actifs dédiés.

Au total, au 31 décembre 2024, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 10 839 millions d'euros, dont 9 485 millions d'euros d'actifs de rendement.

Actifs de rendement

Les actifs de rendement sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés soit en direct, soit en gestion déléguée *via* des fonds d'investissement.

Les actifs de rendement incluent notamment :

- les participations du Groupe dans CTE, Madrileña Red de Gas (MRG), Aéroports de la Côte d'Azur, Fjord1, Orange Concessions, Optimus Tower, Energy Assets Group, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis, Nordic Logistics, Parcolog Invest, Encore+ Bergère), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Teréga, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Géosel, Norlys Fiber, Databank, des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de sicav ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France. Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) sont détenus par EDF et ne sont pas consolidés, EDF n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds et n'apportant pas de soutien financier.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 17 802 millions d'euros au 31 décembre 2024 (14 579 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces FCPR sont constitués principalement de 20 fonds cotés pour 16 341 millions d'euros (au 31 décembre 2023, 18 FCPR cotés pour 13 298 millions d'euros).

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2024

L'année 2024 a été marquée pour la deuxième année consécutive par une forte performance des marchés actions, notamment américains. La croissance économique aux États-Unis a surpris par sa vigueur tout au long de l'année et l'environnement économique est resté particulièrement bien orienté, toujours porté par les services en général et les investissements dans l'intelligence artificielle. Le résultat des élections présidentielles américaines a eu des effets positifs sur les marchés en fin d'année 2024 (attentes de baisse des impôts, déréglementation), malgré les effets potentiellement défavorables sur l'inflation, et la faible visibilité que cela entraîne sur l'évolution de la politique monétaire de la Fed. À l'inverse, la croissance économique est restée atone en Europe.

La divergence économique États-Unis/Europe s'est particulièrement reflétée dans la performance en 2024, avec une nette surperformance des actions américaines. Il en résulte une concentration accrue des indices sur les actions américaines, sur le secteur de la technologie et sur certains noms spécifiques (Magnificent Seven).

Le portefeuille actions cotées a progressé de 21,67 % en 2024. Dans le détail, la performance nette en euro s'est élevée à 26,93 % sur les actions d'Amérique du Nord, 6,58% en Europe, 19,78 % au Japon et 15,08 % dans les pays émergents.

Les obligations cotées ont progressé de 4,30 % en 2024. Le portefeuille a bénéficié de la gestion tactique de la sensibilité taux, ainsi que des bonnes performances du crédit en général. Le portefeuille obligataire Souverain a enregistré une performance de 2,48%, le portefeuille d'obligations indexées sur l'inflation de 0,37 %, le portefeuille Crédit EUR investment grade de 5,99 %, et le crédit high yield court terme de 5,02 %.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2024 dans le résultat financier à hauteur de +2 998 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de +2 220 millions d'euros en 2023. De même, des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2024 en OCI à hauteur de +164 millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de +431 millions d'euros en 2023.

En 2024, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés *via* des prises de participation minoritaires dans les infrastructures, l'immobilier (logistique, bureaux) et les fonds d'investissement de *private equity* et de *private debt*.

Au premier semestre 2024, EDF Invest a finalisé l'acquisition à hauteur de 50 % d'entrepôts logistiques situés en Suède (Nordic Logistic), et, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1. Au second semestre 2024, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans Parcolog Invest, un portefeuille d'entrepôts logistiques situés en France, acquis 49 % des titres d'une SCI détenant des actifs de bureau à Paris IXème arrondissement et pris une participation de 40,1 % dans un consortium qui a pris le contrôle de l'opérateur de tours télécoms OnTower en Autriche, renommé Optimus Tower.

Des retraits pour un montant de 527 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2024 (465 millions d'euros en 2023).

15.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

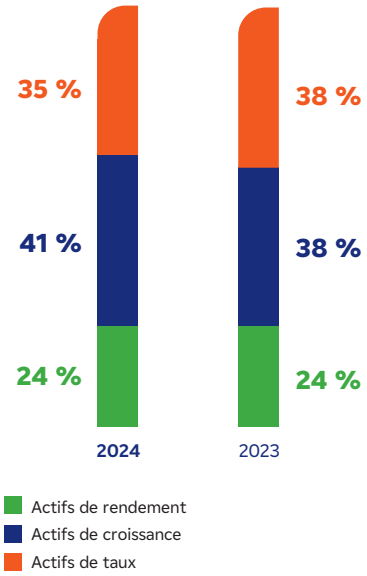
		31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
ACTIFS DE RENDEMENT (EDF Invest)[1]		**6 877**	**9 485**	**6 196**	**8 657**
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées[2]	4 534	7 135	3 834	6 287
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets[3]	2 354	2 361	2 359	2 367
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(11)	(11)	3	3
ACTIFS DE CROISSANCE		**16 633**	**16 633**	**14 036**	**14 036**
Actions cotées	Titres de dettes	15 995	15 995	13 392	13 392
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	699	699	589	589
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(61)	(61)	55	55
ACTIFS DE TAUX		**14 202**	**14 202**	**14 192**	**14 192**
Obligations et TCN cotés	Titres de dettes	13 172	13 172	12 488	12 488
Fonds de dette à haut rendement non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	260	260	236	236
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	395	395	363	363
Trésorerie	Titres de dettes	365	365	1 104	1 104
Dérivés	Juste valeur des dérivés	10	10	1	1
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS		**37 712**	**40 320**	**34 424**	**36 885**

(1) Dont participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE (cf. note 12). La valeur de réalisation des entités EDF Invest présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 2 235 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2024 et en 2023 est la suivante (en valeur de réalisation) :



15.1.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Provisions pour gestion des combustibles usés - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 496	1 760
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	13 205
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	18 419
Provisions pour derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	634	605
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**38 507**	**33 989**
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	**40 320**	**36 885**
TAUX DE COUVERTURE RÈGLEMENTAIRE	**104,7 %**	**108,5 %**

Au 31 décembre 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 104,7 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2024.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %, (également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation). Aucune dotation n'avait été réalisée en 2023.

15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des engagements nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 17 478 millions d'euros au 31 décembre 2024 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique, pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « actifs financiers » (voir note 18.1.3) et s'élèvent à 16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024 (13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	1 238	16	(135)	65	59	22	1 265
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	406	-	-	22	21	71	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 173	2	-	64	61	146	1 446
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**2 817**	**18**	**(135)**	**151**	**141**	**239**	**3 231**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 277	-	(724)	554	538	2 233	12 878
Provisions pour derniers cœurs	1 271	-	-	66	62	(30)	1 369
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**11 548**	**-**	**(724)**	**620**	**600**	**2 203**	**14 247**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**14 365**	**18**	**(859)**	**771**	**741**	**2 442**	**17 478**

Les « autres mouvements » comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique ainsi que la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'explique principalement par :

- une mise à jour de l'estimation des coûts pour 3 440 millions euros réalisée dans le cadre de l'*Integrated Plan 25* (IP 25), approuvée par la NLA (Non-Nuclear Liabilities Assurance team) en décembre 2024. Cette mise à jour est principalement due à une combinaison : d'augmentations des coûts de fin de cycle des AGR (connus sous le nom de passifs non contractuels), suite à l'engagement de Sellafield dans un groupe de travail conjoint ; d'augmentations des coûts de déconstruction d'AGR en raison d'hypothèses mises à jour concernant la durée de la phase d'entretien et maintenance préalables (survenant suite aux travaux initiaux sur le plan de réalisation du site de Hunterston B) ; et d'une mise à jour des besoins prévus en personel (équivalent temps plein) pour réaliser la déconstruction des AGR, ainsi que des augmentations des coûts opérationnels, des coûts de personnel et des prévisions des coûts centraux résultant de la pression inflationniste ;
- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 30 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (825) millions d'euros ;
- les nouvelles hypothèses (comme annoncé par le Groupe en décembre 2024) de fermeture des centrales AGR Heysham 1 et Hartlepool, planifiée en 2027 (précédemment en 2026), et de fermeture des centrales AGR de Heysham 2 et Torness planifiée en 2030 (précédemment en 2028) conduisant à une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction, de (366) millions d'euros.

15.2.1 Cadre règlementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des « Accords de restructuration ». Ces accords ont été conclus par British Energy le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser sa situation financière. Ces accords ont été modifiés et actualisés le 5 janvier 2009 dans le cadre de l'acquisition de British Energy Limited par le Groupe. Le 1er juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substituée à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires, qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 67 millions d'euros au 31 décembre 2024 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion des combustibles usés AGR et du déchet radioactif associé provenant de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, après le 15 janvier 2005, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks.

Le 23 juin 2021, EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée sous responsabilité d'EDF Energy, seront transférées à la NDA qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Ces accords amendés n'ont pas d'effet dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2024.

Chaque année, les estimations des coûts qui constituent la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, sont mises à jour au travers d'un « *Integrated Plan* » (IP). Cet *Integrated Plan* est soumis à l'approbation de la NLA (*Non-Nuclear Liabilities Assurance team*). L'IP24 et l'IP25 ont été approuvés par la NLA respectivement en décembre 2023 et en décembre 2024.

L'estimation des couts de l'IP25 constitue la base d'évaluation des provisions d'EDEF Energy au titre de l'Aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, en prenant en compte par ailleurs des allongements annoncés de durée d'amortissement des centrales AGR, et de l'hypothèse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B.

15.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des centrales AGR est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les règlementations existant au Royaume-Uni approuvées par la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA). Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, à défaut, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période[1]	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période[1]	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	4 173	1 265	3 790	1 238
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	3 086	520	2 071	406
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 780	1 446	5 784	1 173
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**15 039**	**3 231**	**11 645**	**2 817**

(1) Les montants des charges aux conditions économiques de fin de période incluent la gestion des combustibles usés et déchets associés de l'ensemble des combustibles usés sur la durée d'exploitation des réacteurs (y compris futurs combustibles chargés en réacteur pour Sizewell B uniquement) ; les provisions sont quant à elles assises sur le combustible engagé à date.

15.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues, qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour.

Comme indiqué ci-dessus, les Accords de restructuration mis à jour en juin 2021 prévoient que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

La signature de ces accords n'entraîne pas de conséquences comptables immédiates sur les provisions pour déconstruction, ni sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

	31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	**27 273**	**12 809**	**20 459**	**10 195**

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Les modalités de calcul du taux d'actualisation sont les suivantes :

- comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux UK *gilt* de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*), à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions ;
- l'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

En conséquence, le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 3,4 % au 31 décembre 2024 (3,1 % au 31 décembre 2023).

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour aval du cycle nucléaire	364	10	-	5	-	379
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	596	1	(2)	15	(11)	599
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**960**	**11**	**(2)**	**20**	**(11)**	**978**

En Belgique, la loi du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celle des fonds permettant de les couvrir. À ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des provisions s'élevant à 352 millions d'euros au 31 décembre 2024 (352 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.1.3) pour 354 millions d'euros au 31 décembre 2024 (298 millions d'euros au 31 décembre 2023). Cette créance, qui correspond à la juste valeur de la quote-part de fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus, est, dans les comptes de Luminus, actualisée au même taux réel que les obligations qu'elle financera.

Les autres provisions liées à la production nucléaire en Belgique correspondent à des provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

Au 31 décembre 2023, les provisions nucléaires en Belgique avaient pris en compte une augmentation de 367 millions d'euros traduisant principalement les effets pour Luminus et EDF Belgium de l'accord définitif signé par ENGIE avec l'État belge le 13 décembre 2023 sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires d'une part (fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires) et sur la prolongation des réacteurs de Tihange 3 et Doel 4 d'autre part.

Le 19 avril 2024, la Chambre des Représentants en Belgique a approuvé les projets de loi qui permettront la prolongation des réacteurs de Doel 4 et Tihange 3. L'approbation de la Commission Européenne (enquête en cours) sur cet accord est en attente.

Note 16 Provisions pour avantages du personnel

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

MODE DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIÉS AU PERSONNEL

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
  - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
  - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
  - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
  - les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;

- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
  - > les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
  - > l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Entités françaises relevant du statut des IEG

Les entités qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles un grand nombre de salariés bénéficie du statut des IEG, incluant le bénéfice d'avantages statutaires, dont, pour les salariés embauchés avant le 1er septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

Les engagements relatifs au régime spécial de retraite des IEG

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005 (loi du 9 août 2004), des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre du régime de retraite des IEG comprennent :

- les droits spécifiques des salariés statutaires des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les salariés statutaires à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

La loi du 14 avril 2023, portant la réforme des retraites, a prévu l'affiliation au régime général de vieillesse (CNAV, AGIRC-ARRCO) pour les salariés statutaires recrutés à compter du 1er septembre 2023. Ainsi, pour ces salariés, le financement du régime de retraite relève des règles de financement du régime général de vieillesse, mais ils continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux,...).

Les engagements liés au maintien des avantages sociaux aux pensionnés statutaires du régime spécial des IEG et du régime général de vieillesse

Tous les pensionnés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient d'avantages sociaux associés au statut des IEG, notamment :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les pensionnés du régime spécial des IEG et ceux du régime général de retraite bénéficient des mêmes avantages en nature que les salariés statutaires actifs. Ils disposent dans ce cadre de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux salariés statutaires des groupes EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux salariés statutaires ou à leurs ayants droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production et des taxes). À cet élément, s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE. En effet, en vertu des accords signés avec ENGIE en 1951, EDF fournit de l'électricité à l'ensemble de la population active et retraitée d'EDF et d'ENGIE et réciproquement, ENGIE fournit du gaz à la même population ; en conséquence de ces accords, EDF prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux salariés statutaires d'EDF résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises ;
- les avantages familiaux et l'aide aux frais d'études : les pensionnés du régime spécial des IEG et du régime général de retraite bénéficient des mêmes droits que les salariés statutaires ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un pensionné statutaire, quel que soit son régime de retraite, en inactivité (Article 24, § 3 du statut national). Il est versé aux ayants droits prioritaires des pensionnés décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

Les engagements liés au départ à la retraite des salariés statutaires des IEG

Tous les salariés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient des avantages sociaux suivants dans le cadre de leur départ à la retraite :

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, qui deviennent bénéficiaires d'une pension de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la période d'activité du salarié. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, pouvant prétendre à une pension de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ à la retraite, bénéficient au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

Les engagements liés à la reconnaissance de l'exposition à des facteurs de pénibilité des salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite

Le statut prévoit des modalités d'anticipation de départ à la retraite pour les salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite des IEG lorsqu'ils sont exposés à des critères de pénibilité. Les salariés embauchés avant le 1er janvier 2009 bénéficient de bonifications de leur durée d'assurance pour le calcul de leur pension. Et les salariés embauchés à partir du 1er janvier 2009 bénéficient de l'attribution de jours de congés placés dans un compte épargne jours retraite (CEJR).

EDF Energy

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, les trois plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy (BEGG (*British Energy Generation Group*), EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*) et EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*)) ont été fermés à compter du 31 décembre 2021 et remplacés par un régime à cotisations définies appelé « *myRetirement Plan* ». Cependant, les droits acquis dans ces régimes jusqu'à leur date de fermeture perdurent et les engagements correspondants sont mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne sont plus sensibles aux nouveaux entrants, ni à l'évolution des salaires. En parallèle, ces plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « *EDF Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS)* » (EDFG).

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Provisions pour avantages du personnel - part courante	778	665
Provisions pour avantages du personnel - part non courante	17 284	15 895
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**18 062**	**16 560**

16.1.1 Variation de la provision par zone géographique : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2023	**26 187**	**6 913**	**822**	**33 922**
Charge nette de l'exercice 2024	1 500	294	65	1 859
Écarts actuariels	1 252	(1 145)	(5)	102
Cotisations salariales	-	1	1	2
Prestations versées	(1 190)	(317)	(45)	(1 552)
Écarts de conversion	-	308	-	308
Mouvements de périmètre	-	-	51	51
Autres variations	-	-	-	-
ENGAGEMENTS AU 31/12/2024	**27 749**	**6 054**	**889**	**34 692**

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2023	**(10 001)**	**(7 033)**	**(470)**	**(17 504)**
Charge nette de l'exercice 2024	(332)	(319)	(17)	(668)
Écarts actuariels	(191)	846	(33)	622
Cotisations versées aux fonds	-	(72)	(34)	(106)
Cotisations salariales	-	4	(1)	3
Prestations versées	431	317	14	762
Écarts de conversion	-	(322)	-	(322)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Autres variations	-	-	28	28
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2024	**(10 093)**	**(6 579)**	**(513)**	**(17 185)**

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2023 [2]	**16 186**	**(120)**	**352**	**16 418**
Charge nette de l'exercice 2024	1 168	(25)	48	1 191
Écarts actuariels	1 061	(299)	(38)	724
Cotisations versées aux fonds	-	(72)	(34)	(106)
Cotisations salariales	-	5	-	5
Prestations versées	(759)	-	(31)	(790)
Écarts de conversion	-	(14)	-	(14)
Mouvement de périmètre	-	-	51	51
Autres variations	-	-	28	28
PASSIF NET AU 31/12/2024	**17 656**	**(525)**	**376**	**17 507**
dont provisions pour avantages du personnel				*18 062*
dont actifs financiers non courants				*(555)*

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2).

(2) Le passif net au 31 décembre 2023 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 16 560 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (142) millions d'euros soit un passif net de 16 418 millions d'euros.

Écarts actuariels sur engagements

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2024 s'élèvent à 102 millions d'euros :

- dont 1 252 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation des écarts d'expérience pour 1 694 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour (446) millions d'euros, et
- dont (1 145) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (1 015) millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour (14) millions d'euros et aux écarts d'expérience pour (116) millions d'euros (voir note 16.1.3).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2023 s'élevaient à (9) millions d'euros :

- dont (509) millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour 2 037 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour (1 165) millions d'euros,
  - la variation des écarts d'expérience pour (1 382) millions d'euros ; et
- dont 470 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour 306 millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour (119) millions d'euros et aux écarts d'expérience pour 284 millions d'euros (voir note 16.1.3).

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2024

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2024 s'élèvent à 622 millions d'euros contribuant à la hausse des provisions. Ils résultent principalement, pour 846 millions d'euros au Royaume-Uni, d'un rendement des actifs de couverture, principalement obligataires, plus faible que le taux d'actualisation en raison de la hausse des taux d'intérêt en 2024, et d'une baisse de 191 millions d'euros en France en raison d'une surperformance de +1,8% au-delà du taux d'actualisation due en particulier à la bonne performance des marchés actions.

Passif net au 31 décembre 2024

Le passif net au 31 décembre 2024 s'élève à 17 507 millions d'euros :

- dont 17 656 millions d'euros en France ;
- dont (525) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG pour un montant global de 540 millions d'euros contre 134 millions d'euros au 31 décembre 2023. Ce surplus, dont la hausse est principalement due à la hausse des taux souverains du Royaume-Uni par rapport à leur niveau de fin 2023, est comptabilisée à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

	France		Royaume-Uni	
(en %)	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Taux d'actualisation / taux de rendement des actifs[1]	3,40 %	3,40 %	5,55 %	4,50 %
Taux d'inflation	1,90 %	2,00 %	2,95 %	2,90 %
Taux d'augmentation des salaires[2]	2,90 %	3,10 %	2,85 %	2,75 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement réel des actifs est comptabilisée en écarts actuariels en capitaux propres.

(2) Taux moyen d'inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durations.

Pour la France, l'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 3,40 % au 31 décembre 2024 (stable par rapport au 31 décembre 2023).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation. Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 1,90 % au 31 décembre 2024 (2,00 % au 31 décembre 2023).

Les lois de salaires projetées à partir de 2024 sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements est basée sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

	31/12/2024	
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'actualisation	(1 128) / 1 210	(226) / 236
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'inflation	1 176 / (1 100)	180 / (191)
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 176 / (1 105)	n.a.

n.a. : non applicable.

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

	2024			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(475)	(14)	(37)	(526)
Coût des services passés	-	31	-	31
Écarts actuariels - avantages à long terme	(138)	-	1	(137)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(613)**	**17**	**(36)**	**(632)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(887)	(311)	(29)	(1 227)
Produit sur les actifs de couverture	332	319	17	668
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(555)**	**8**	**(12)**	**(559)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 168)**	**25**	**(48)**	**(1 191)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(1 252)	1 145	5	(102)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	191	(846)	33	(622)
Écarts actuariels	**(1 061)**	**299**	**38**	**(724)**
Écarts de conversion	**-**	**14**	**-**	**14**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(1 061)**	**313**	**38**	**(710)**

	2023			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(402)	(16)	(18)	(436)
Coût des services passés	(338)	92	(5)	(251)
Écarts actuariels - avantages à long terme	(102)	-	-	(102)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(842)**	**76**	**(23)**	**(789)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 008)	(298)	(31)	(1 337)
Produit sur les actifs de couverture	357	336	15	708
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(651)**	**38**	**(16)**	**(629)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 493)**	**114**	**(39)**	**(1 418)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	509	(470)	(30)	9
Écarts actuariels sur actifs de couverture	652	(259)	11	404
Écarts actuariels	**1 161**	**(729)**	**(19)**	**413**
Écarts de conversion	**-**	**19**	**(6)**	**13**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**1 161**	**(710)**	**(25)**	**426**

Les écarts actuariels sur engagements générés en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	2024	2023
Variation liée aux écarts d'expérience	(1 848)	1 308
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières[1]	458	(901)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**(1 390)**	**407**
dont écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	*(1 252)*	*509*
dont écarts actuariels sur autres avantages à long terme	*(138)*	*(102)*

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

16.2 France (Activités de production et commercialisation et Activités régulées)

Les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 4.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

16.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Participants en activité	13 078	12 673
Retraités	14 671	13 514
TOTAL ENGAGEMENTS	**27 749**	**26 187**

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2024 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	20 190	(9 432)[1]	10 758
Avantage en nature énergie	3 864	-	3 864
Indemnités de fin de carrière	794	(645)	149
Autres	1 381	(16)	1 365
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2024	**26 229**	**(10 093)**	**16 136**
Rentes ATMP et Invalidité	1 270	-	1 270
Médailles du travail	225	-	225
Autres	25	-	25
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2024	**1 520**	**-**	**1 520**
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2024	**27 749**	**(10 093)**	**17 656**

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2024).

Au 31 décembre 2023 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	19 667	(9 367)[1]	10 300
Avantage en nature énergie	2 968	-	2 968
Indemnités de fin de carrière	781	(619)	162
Autres	1 311	(15)	1 296
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2023	**24 727**	**(10 001)**	**14 726**
Rentes ATMP et Invalidité	1 214	-	1 214
Médailles du travail	221	-	221
Autres	25	-	25
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2023	**1 460**	**-**	**1 460**
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2023	**26 187**	**(10 001)**	**16 186**

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2023).

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 10 093 millions d'euros au 31 décembre 2024 (10 001 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 65 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 33 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales ;
- 2 % dans des investissements immobiliers.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
ACTIFS DE COUVERTURE	**10 093**	**10 001**
Actifs pour régime spécial de retraite	**9 432**	**9 367**
dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	*65 %*	*67 %*
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	*33 %*	*31 %*
Biens immobiliers	*2 %*	*2 %*
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**645**	**619**
dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	*58 %*	*59 %*
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	*42 %*	*41 %*
Autres actifs de couverture	**16**	**15**

Au 31 décembre 2024, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 72 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 28 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Au 31 décembre 2024, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 70 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 13 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 17 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2023.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de 5,2 % en 2024.

16.2.4 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 232	1 212
D'un à cinq ans	4 903	4 422
De cinq à dix ans	6 095	4 680
À plus de dix ans	49 257	17 435
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**61 487**	**27 749**

Au 31 décembre 2024, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 16,7 ans.

16.3 Royaume-Uni

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Participants en activité	2 328	2 916
Retraités	3 726	3 997
TOTAL ENGAGEMENTS	**6 054**	**6 913**

16.3.2 Actifs de couverture

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
ACTIFS DE COUVERTURE	**6 579**	**7 033**
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	*9 %*	*5 %*
Instruments de créances cotés (obligations)	*92 %*	*91 %*
Biens immobiliers	*5 %*	*9 %*
Trésorerie et équivalent de trésorerie	*1 %*	*4 %*
Autres (dont private equity)[1]	*-8 %*	*-9 %*

(1) Incluant la juste valeur des instruments dérivés de couverture sur instruments cotés.

Au 31 décembre 2024, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 84 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 16 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 77 % d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

16.3.3 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	298	303
D'un à cinq ans	1 271	1 090
De cinq à dix ans	1 793	1 212
À plus de dix ans	10 995	3 449
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**14 357**	**6 054**

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 16 ans au 31 décembre 2024.

Note 17 Autres provisions

		31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	17.1	2 147	147	2 294	1 943	116	2 059
Autres provisions	17.2	3 875	2 547	6 422	2 935	3 175	6 110
AUTRES PROVISIONS		**6 022**	**2 694**	**8 716**	**4 878**	**3 291**	**8 169**

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition des autres provisions pour déconstruction par société est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	1 133	1 017
EDF Energy	40	48
Edison	132	127
Framatome	449	430
Autres	540	437
TOTAL	**2 294**	**2 059**

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire, ainsi que la provision pour démantèlement de parcs éoliens.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité. L'évaluation de la provision au 31 décembre 2024 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 154 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (110 millions d'euros pour Framatome et 44 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés sont constitués conformément à la réglementation.

Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent à 114 millions d'euros pour Framatome et 66 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 102 % pour Framatome et de 149 % pour Cyclife France.

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	638	6	(7)	-	-	169	806
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	30	13	(4)	(1)	-	3	41
Provisions pour litiges	233	86	(93)	(15)	(109)	121	223
Provisions pour contrats onéreux	676	75	(182)	-	16	24	609
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 707	2 062	(2 122)	-	-	53	1 700
Autres provisions pour risques et charges	2 826	1 267	(935)	(77)	53	(91)	3 043
TOTAL	**6 110**	**3 509**	**(3 343)**	**(93)**	**(40)**	**279**	**6 422**

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Les contrats à long terme de Framatome et d'Arabelle Solutions sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte attendue est constatée immédiatement en résultat en contrepartie d'une provision, pour la part de la perte non encore comptabilisée à l'avancement.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelable et pour certificats d'économies d'énergie, le cas échéant (voir notes 5.5.4 et 20).

Au 31 décembre 2024 une provision de 1 392 millions d'euros (1 176 millions d'euros en 2023) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de **certificats d'énergie renouvelable** à cette date. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 10.2).

La quatrième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne (SEQE-EU ou EU-ETS), de 2021 à 2030, est notamment caractérisée par l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'Accord de Paris adopté en 2015.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2024, le volume des émissions s'élève à 11,1 millions de tonnes (13,5 millions de tonnes pour l'année 2023) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 309 millions d'euros au 31 décembre 2024 (531 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le Groupe a restitué en 2024, 13 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2023 (18 millions de tonnes restituées en 2023 au titre des émissions réalisées en 2022).

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2024, EDF Energy n'a pas émis de CO_2 soumis à certificats (4 000 tonnes pour 2023) et n'a par conséquent pas comptabilisé de provision au 31 décembre 2024 (0,4 million d'euros au 31 décembre 2023).

Autres provisions pour risques et charges

Suite à l'accord signé le 31 juillet 2023 entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989, une provision avait été constituée au 31 décembre 2023 pour 430 millions d'euros. Une provision complémentaire de 587 millions d'euros a été enregistrée au 31 décembre 2024 compte tenu des nouvelles évaluations techniques et juridiques sur les activités réalisées ou à mettre en œuvre avec ENI dans les années à venir (voir note 21.3). Au titre des coûts antérieurs au 31 décembre 2023 supportés par ENI, la part incombant à Edison s'établit à 545 millions d'euros. Edison a d'ores et déjà versé à ENI 245 millions d'euros en décembre 2024. Le solde résiduel, reclassé en dettes au 31 décembre 2024, devrait être versé à parts égales en 2025 et 2026. Au 31 décembre 2024, la provision comptabilisée au titre des coûts futurs des activités à réaliser s'élève à 416 millions d'euros.

Les autres provisions pour risques et charges couvrent par ailleurs divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

Note 18 Actifs et passifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les actifs financiers comprennent les titres de capitaux propres (notamment les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie.

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et les instruments financiers dérivés passifs.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction, qui sont systématiquement classés en courant.

DÉCOMPTABILISATION DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette et enregistre un nouveau passif. Dans la négative, la valeur comptable de la dette est recalculée. Dans les deux cas, les impacts liés à la restructuration sont constatés au compte de résultat.

18.1 Actifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les actifs financiers sont comptabilisés selon leurs caractéristiques contractuelles et leur modèle de gestion.

ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR PAR CAPITAUX PROPRES RECYCLABLES OU NON RECYCLABLES

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- des titres de participation dans des sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement des remboursements de principal et des paiements d'intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition.

À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (pour les titres de dettes) ou non recyclables (pour les instruments de capitaux propres) au compte de résultat.

ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR PAR RÉSULTAT

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat comprennent :

- des actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- les instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- les titres de dettes ne répondant pas aux caractéristiques contractuelles du test SPPI indépendamment de leur modèle de gestion, et qui concernent principalement les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC).

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat.

À chaque date d'arrêté comptable, leur juste valeur est déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

MODÈLE DE DÉPRÉCIATION

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*). Le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « *Investment Grade* ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « *Investment Grade* ». L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

18.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	6 459	15 304	21 763	5 894	18 014	23 908
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	302	5	307	268	30	298
Titres en juste valeur en résultat	28 613	1 939	30 552	25 629	1 845	27 474
Titres de dettes ou de capitaux propres	**35 374**	**17 248**	**52 622**	**31 791**	**19 889**	**51 680**
Dérivés de transaction - Juste valeur positive	-	4 915	4 915	-	14 519	14 519
Dérivés de couverture - Juste valeur positive[1]	4 109	1 892	6 001	3 512	2 654	6 166
Prêts et créances financières[2]	16 468	2 684	19 152	13 024	2 380	15 404
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	**55 951**	**26 739**	**82 690**	**48 327**	**39 442**	**87 769**

(1) Dont 3 937 millions d'euros au titre des dérivés de couverture des dettes en 2024.

(2) Dont dépréciation pour (653) millions d'euros au 31 décembre 2024 ((353) millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction ((9,6) milliards d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée en 2024.

18.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

Répartition des titres de dettes ou de capitaux propres

Les actifs financiers sont principalement gérés par le Groupe selon deux objectifs distincts :

- **actifs dédiés constitués en France pour la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs** selon l'article L. 594 du Code de l'environnement. Ils regroupent des placements diversifiés obligataires, dans des OPCVM monétaires ou actions et des participations portées par EDF Invest. La politique générale de gestion des actifs dédiés et leur décomposition sont présentées en note 15.1.2 ;
- **actifs gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (« actifs liquides »)**. Ils regroupent des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie. Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 1 430 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 369 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

	31/12/2024				31/12/2023
(en millions d'euros)	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Actifs dédiés d'EDF	5 566	-	27 557	33 123	30 410
Actifs liquides	16 132	-	1 867	17 999	20 077
Autres actifs[1]	65	307	1 128	1 500	1 193
TOTAL	**21 763**	**307**	**30 552**	**52 622**	**51 680**

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2023	Diminutions nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Titres en juste valeur en OCI recyclable	23 908	(2 594)	362	-	111	(24)	21 763
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	298	57	8	1	-	(57)	307
Titres en juste valeur en résultat	27 474	(400)	3 420	(11)	9	60	30 552
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	**51 680**	**(2 937)**	**3 790**	**(10)**	**120**	**(21)**	**52 622**

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2024			2023		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat[2]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat[2]
Actifs dédiés d'EDF	6	-	(158)	319	-	(112)
Actifs liquides	290	-	(85)	525	-	(14)
Autres titres	-	8	-	-	46	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES[3]	**296**	**8**	**(243)**	**844**	**46**	**(126)**

(1) +/( ) : Augmentation/(diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/( ) : Augmentation/(diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (avant reclassement en résultat) en 2024 concernent principalement EDF pour 539 millions d'euros dont 164 millions d'euros au titre des actifs dédiés (970 millions d'euros dont 431 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2023).

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2024.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Créances à recevoir du NLF	16 142	13 104
Autres prêts et créances financières	3 010	2 300
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	**19 152**	**15 404**

Au 31 décembre 2024, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024 (13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 15.2 ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
  - le surfinancement du plan de retraite EDFG (*EDF Group of the ESPS*) d'EDF Energy pour un montant de 525 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 120 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir note 16.1.1),
  - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 354 millions d'euros au 31 décembre 2024 (298 millions d'euros au 31 décembre 2023) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 15.3). Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,
  - des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, à des sociétés mises en équivalence pour un montant de 814 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 903 millions d'euros au 31 décembre 2023 principalement liés à des parcs au Royaume-Uni (dont le parc éolien *offshore* NnG pour 464 millions d'euros déprécié à hauteur de (248) millions d'euros), en France (dont le parc éolien *offshore* Provence Grand Large pour 55 millions d'euros déprécié à hauteur de (35) millions d'euros) et en Amérique du Nord.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2023	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Prêts et créances financières	15 404	16	700	(177)	710	2 499	19 152

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique et au surplus de financement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy.

18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles (SICAV monétaires) en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur. Ces placements sont détenus dans l'objectif de faire face aux engagements de court terme plutôt que pour un placement ou d'autres finalités. Lorsque leur échéance est supérieure à 3 mois, ils sont présentés au sein des Actifs liquides, en Titres de dettes et de capitaux propres (voir note 18.1.2).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se répartissent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Disponibilités	6 354	8 861
Équivalents de trésorerie	1 243	1 914
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**7 597**	**10 775**

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 437 millions d'euros au 31 décembre 2024 (369 millions d'euros au 31 décembre 2023) (voir note 1.3.5).

18.3 Passifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti, ajusté de la variation de valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur (voir note 18.7). Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette.

18.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	68 871	12 931	81 802	67 769	18 878	86 647
Dérivés de transaction - Juste valeur négative	-	4 315	4 315	-	14 418	14 418
Dérivés de couverture - Juste valeur négative[1]	2 225	1 642	3 867	1 955	4 807	6 762
PASSIFS FINANCIERS	**71 096**	**18 888**	**89 984**	**69 724**	**38 103**	**107 827**

(1) Dont 2 065 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net en 2024 (voir note 19.2).

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction ((10,1) milliards d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec la baisse des prix de marché des commodités observée en 2024.

18.3.2 Emprunts et dettes financières

18.3.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2023	**49 083**	**18 313**	**13 447**	**4 318**	**1 486**	**86 647**
Augmentations	6 672	7 279	1 434	846	289	16 520
Diminutions	(2 904)	(12 977)	(10 073)	(770)	(100)	(26 824)
Écarts de conversion	447	(35)	94	30	(7)	529
Mouvements de périmètre	49	146	15	(62)	17	165
Variations de juste valeur	770	78	23	-	-	871
Autres mouvements	(1)	(27)	3 885	59	(22)	3 894
SOLDES AU 31/12/2024	**54 116**	**12 777**	**8 825**	**4 421**	**1 663**	**81 802**

En 2024, EDF a lancé l'émission d'**emprunts obligataires** pour un montant de 6 672 millions d'euros équivalents sur divers marchés. Les principales émissions ont été les suivantes :

- le 15 avril 2024, 1 852 millions d'euros (2 050 millions de dollars U.S.) en trois tranches d'obligations senior (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 16 avril 2024) ;
- le 13 mai 2024, 506 millions d'euros (750 millions de dollars canadiens) en deux tranches d'obligations senior (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 14 mai 2024) ;
- le 11 juin 2024, 3 000 millions d'euros en trois tranches d'obligations vertes senior (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 11 juin 2024) ;
- le 21 août 2024, 329 millions d'euros (310 millions de francs suisses) en deux tranches d'obligations vertes senior (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 21 août 2024) ;
- le 31 octobre 2024, 589 millions d'euros (500 millions de livres sterling) en une tranche d'obligations senior (*cf.* communiqué de presse du 31 octobre 2024).

Les principales opérations réalisées en 2024 concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit** sont relatives au tirage de lignes de crédit pour 6 982 millions d'euros (dont 4 950 millions d'euros et 1 650 millions de dollars US hors emprunts effectués auprès de la Banque Européenne d'Investissement (BEI)) et à leur remboursement partiel de (12 599) millions d'euros (dont 12 414 millions d'euros hors emprunts effectués auprès de la Banque Européenne d'Investissement (BEI)).

Au 31 décembre 2024, les **autres dettes financières** incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 2 918 millions d'euros, ainsi que la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 565 millions d'euros. Ces opérations sont réalisées dans le cadre de la gestion de sa liquidité courante et sont sans impact sur l'endettement financier net.

Sur l'exercice, le Groupe a racheté des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 3 031 millions d'euros (dont la souche de 2014 pour 1 500 millions d'euros remboursée pour 539 millions d'euros en janvier, la souche de 2018 pour 1 250 millions d'euros remboursée en juillet, la souche de 2014 pour 1 000 millions d'euros remboursée pour 504 millions d'euros en septembre et la souche de 2013 pour 1 250 millions de livres sterling remboursée pour 738 millions d'euros en septembre). Préalablement à leur remboursement, ces instruments qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières dans la ligne « autres mouvements ».

De plus, le Groupe a annoncé le 10 septembre 2024 son intention d'exercer l'option de remboursement des obligations hybrides émises le 25 janvier 2013 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros et dont le remboursement est intervenu le 29 janvier 2025. Au 31 décembre 2024, 1 250 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières dans la ligne « autres mouvements » (voir note 14.3).

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2024
Émissions d'emprunts	6 672	7 279	1 434	-	-	15 385
Remboursements d'emprunts	(2 904)	(12 977)	(10 073)	(770)	160	(26 564)

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2024, les principaux emprunts du Groupe, supérieurs à un équivalent de 650 millions d'euros à la date d'émission, (hors *green bonds*) sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Date d'émission[1]	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire	10/2022	12/2026	750	EUR	3,88 %
Obligataire	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	05/2023	05/2028	1 000	USD	5,70 %
Obligataire	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Obligataire	**04/2024**	**04/2029**	**650**	**USD**	**5,65 %**
Obligataire	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
Euro MTN	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	01/2023	01/2032	1 000	EUR	4,25 %
Euro MTN	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Obligataire	05/2023	05/2033	1 000	USD	6,25 %
Obligataire	**04/2024**	**04/2034**	**650**	**USD**	**5,95 %**
Euro MTN	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Obligataire	01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
Euro MTN	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	01/2023	01/2043	1 000	EUR	4,63 %
Obligataire	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	05/2023	05/2053	1 000	USD	6,90 %
Euro MTN	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	**04/2024**	**04/2064**	**750**	**USD**	**6,00 %**
Euro MTN	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	01/2014	01/2114	700	USD	6,00 %
Obligataire	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2024, les ***green bonds*** (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt Green Bonds (en millions de devises)	Date d'émission[1]	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	12/2023	06/2027	1 000	EUR	3,75 %
Euro MTN	08/2023	09/2027	200	CHF	2,30 %
Obligataire	01/2017	01/2029	19 600	JPY	1,28 %
Euro MTN	**09/2024**	**09/2029**	**155**	**CHF**	**1,57 %**
Euro MTN	**06/2024**	**06/2031**	**1 000**	**EUR**	**4,13 %**
Euro MTN	08/2023	09/2031	125	CHF	2,55 %
Obligataire	01/2017	01/2032	6 400	JPY	1,57 %
Euro MTN	**09/2024**	**09/2032**	**155**	**CHF**	**1,74 %**
Euro MTN	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %
Obligataire	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %
Euro MTN	**06/2024**	**06/2036**	**750**	**EUR**	**4,38 %**
Euro MTN	**06/2024**	**06/2044**	**1 250**	**EUR**	**4,75 %**

(1) Date de réception des fonds.

18.3.3 Répartition des emprunts et dettes financières par échéances, devise et taux

18.3.3.1 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 920	1 367	7 624	726	1 294	12 931
Entre un et cinq ans	11 466	9 184	456	2 208	40	23 354
À plus de cinq ans	40 730	2 226	745	1 487	329	45 517
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2024	**54 116**	**12 777**	**8 825**	**4 421**	**1 663**	**81 802**

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	**5 026**	**816**	**2 434**	**1 776**	**5 089**

18.3.3.2 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

La répartition des emprunts et dettes financières par devise intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture (couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères) selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2024

	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	43 009	53 %	22 327	65 336	80 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	22 841	27 %	(21 543)	1 298	2 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 580	13 %	1 843	12 423	15 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	5 372	7 %	(2 627)	2 745	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**81 802**	**100 %**	**-**	**81 802**	**100 %**

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	51 346	59 %	12 811	64 157	74 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 860	24 %	(16 634)	4 226	5 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 849	12 %	5 989	15 838	18 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 592	5 %	(2 166)	2 426	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**86 647**	**100 %**	**-**	**86 647**	**100 %**

18.3.3.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	68 605	84 %	(25 766)	42 839	52 %
Emprunts à taux variable	13 197	16 %	25 766	38 963	48 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**81 802**	**100 %**	**-**	**81 802**	**100 %**

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	67 531	78 %	(16 197)	51 334	59 %
Emprunts à taux variable	19 116	22 %	16 197	35 313	41 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**86 647**	**100 %**	**-**	**86 647**	**100 %**

Une part importante des emprunts à taux fixe du Groupe est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

18.3.4 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les financements de projets souscrits auprès de tiers externes par les sociétés de projets (de type « SPV ») détenus en particulier par EDF Renouvelables peuvent inclure des clauses d'exigibilité anticipée, principalement applicables en cas de non-respect de certains *covenants*, incluant en particulier un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1. Toutefois, les clauses mentionnées dans ces contrats n'ont pas d'impact sur le classement des passifs sous-jacents en courant ou non courant dans les comptes du Groupe car ils concernent exclusivement des sociétés mises en équivalence.

Par ailleurs, dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de *covenants*.

Onze emprunts, d'un montant total de 2 647 millions d'euros contiennent une clause prévoyant sous certaines conditions, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une modification des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2024 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

18.4 Lignes de crédit non utilisées

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 14 315 millions d'euros au 31 décembre 2024 (15 842 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces montants incluent 11 688 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG non tirées au 31 décembre 2024 (11 175 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution de ces lignes de crédit est notamment liée à l'extinction de la ligne de crédit de 1 milliard d'euros octroyée à Edison par un pool de banques et, chez EDF, à l'arrivée à échéance de lignes de crédit avec diverses banques pour un montant de 2,2 milliards d'euros, partiellement compensée par la mise en place de nouvelles lignes de crédit pour un montant total de 1,4 milliard d'euros.

En outre, le 29 novembre 2024, EDF a signé une facilité de crédit syndiquée pour un montant de 6 milliards d'euros pour une durée de cinq ans renouvelable deux fois pour une année. Son coût sera indexé sur trois indicateurs de performance du Groupe en matière de développement durable, en conformité avec les principes applicables aux crédits liés au développement durable (*Sustainability Linked Loans Principles)* de la Loan Markets Association :

- les émissions directes de gaz à effet de serre ;
- les émissions de CO_2 évitées ;
- les femmes parmi les dirigeants du Groupe.

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**14 315**	**3 050**	**11 240**	**25**	**15 842**

18.5 Juste valeur des instruments financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation. Les méthodes de valorisation des actifs et passifs financiers retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs.

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique et des titres de sociétés d'investissement dans des actifs immobiliers ou d'infrastructures valorisés à la juste valeur.

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	2 765	2 765	21	452	2 292
Titres de dettes	49 857	49 857	7 230	42 494	133
Dérivés de couverture	6 001	6 001	25	5 973	3
Dérivés de transaction	4 915	4 915	122	4 200	593
Équivalents de trésorerie	1 243	1 243	62	1 181	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**64 781**	**64 781**	**7 460**	**54 300**	**3 021**
Créances à recevoir du NLF	16 142	16 142	-	16 142	-
Autres prêts et créances financières	3 010	3 010	-	3 010	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**19 152**	**19 152**	**-**	**19 152**	**-**
Dérivés de couverture	3 867	3 867	21	3 846	-
Dérivés de transaction	4 315	4 315	93	3 718	504
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**8 182**	**8 182**	**114**	**7 564**	**504**
Emprunts et dettes financières	81 802	78 793	-	78 793	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**81 802**	**78 793**	**-**	**78 793**	**-**

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	2 527	2 527	-	2 020	507
Titres de dettes	49 153	49 153	6 599	42 400	154
Dérivés de couverture	6 166	6 166	14	6 152	-
Dérivés de transaction	14 519	14 519	477	11 851	2 191
Équivalents de trésorerie	1 914	1 914	61	1 853	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**74 279**	**74 279**	**7 151**	**64 276**	**2 852**
Créances à recevoir du NLF	13 104	13 104	-	13 104	-
Autres prêts et créances financières	2 300	2 300	-	2 300	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**15 404**	**15 404**	**-**	**15 404**	**-**
Dérivés de couverture	6 762	6 762	37	6 725	-
Dérivés de transaction	14 418	14 418	487	12 921	1 010
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**21 180**	**21 180**	**524**	**19 646**	**1 010**
Emprunts et dettes financières	86 647	84 736	-	84 736	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**86 647**	**84 736**	**-**	**84 736**	**-**

18.6 Risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques, ainsi que les analyses de sensibilité, conformément aux dispositions d'IFRS 7, sont présentées dans la section 5.1.7 « Gestion et contrôle des risques marchés » du Document d'enregistrement universel 2024.

Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de *trading*. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Risques de contrepartie

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Concernant le risque clients – composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 13.3.1.

18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de taux et de change ainsi que les risques liés aux variations de prix de l'énergie ou des matières premières tels que les *swaps*, contrats à terme.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 9, la comptabilité de couverture peut être appliquée aux instruments dérivés qui remplissent les critères d'éligibilité. Certains dérivés, dits contrats « *own use* » sont, en revanche, exclus du champ d'application d'IFRS 9.

DÉRIVÉS EXCLUS DU CHAMP D'APPLICATION IFRS 9 : CONTRATS DITS « OWN USE ».

Les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières, en particulier, sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IFRS 9, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est retenue lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes des engagements d'achat et de vente d'électricité, entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 9.

ÉVALUATION ET COMPTABILISATION DES DÉRIVÉS

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants de marché et privilégiant des données directement dérivées d'éléments observables telles que des cotations de gré à gré.

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture, en particulier l'existence d'une documentation formelle à l'origine et la satisfaction des critères d'efficacité de la couverture.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques définis initialement ne sont plus remplis.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient les typologies de couverture suivantes :

- couverture de juste valeur ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net à l'étranger.

TYPOLOGIES DE COUVERTURES

Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et sont compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture. Seule la fraction inefficace de la couverture a un impact sur le résultat.

Certains emprunts et dettes financières, ainsi que des contrats de matières premières, font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Dans ce cas, leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change, taux et prix).

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur part efficace et en résultat pour la part inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif non financier acquis.

Couverture d'investissements nets à l'étranger

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur part efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes dans la même devise, soit par des instruments dérivés.

Coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*)

Les coûts de couverture incluent l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*). Les variations de juste valeur sont enregistrées en capitaux propres recyclables. Ce recyclage s'effectue *via* les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut.

INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION

Les instruments dérivés de transaction concernent :

- les dérivés souscrits dans un objectif de couverture économique mais qui ne sont pas qualifiés comptablement de couverture et dont les variations de valeur sont comptabilisées au compte de résultat. Plus précisément, lorsqu'ils concernent la couverture économique des TCN et des obligations acquises, ils sont comptabilisés dans la rubrique des « Autres produits et charges financiers ». Lorsqu'ils concernent la couverture économique liée aux opérations de production et de commercialisation, ils sont comptabilisés dans les « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading » (voir note 6) ;
- les dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de négoce (*trading*) et dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en chiffre d'affaires (voir note 5.1).

18.7.1 Décomposition des instruments dérivés de couverture et de transaction

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.1.1	6 001	6 166
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.3.1	(3 867)	(6 762)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 134**	**(596)**
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.1.1	4 915	14 519
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.3.1	(4 315)	(14 418)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**600**	**101**

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	489	997
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	1 851	795
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	(206)	(2 388)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 134**	**(596)**
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(129)	(4)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	133	(72)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	596	177
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**600**	**101**

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(552)	(1 006)
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		2 424	2 385
Sous-total	**19.2**	**1 872**	**1 379**
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		(35)	220
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		111	(2 478)
Sous-total		**76**	**(2 258)**
Couverture de situations nettes à l'étranger		272	191
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		(74)	57
Couverture de juste valeur sur actifs liquides	19.2	(12)	35
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 134**	**(596)**

18.7.2 Instruments dérivés de taux

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur de ses emprunts, dettes financières ainsi que ses actifs (actifs liquides et actifs dédiés), ou ses charges financières futures.

Le Groupe couvre notamment son exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe, dont une part importante est variabilisée. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat de manière symétrique aux variations de valeur des dettes couvertes.

D'autre part, le Groupe couvre sa dette à taux variable contre les variations futures de flux d'intérêts en souscrivant des *swaps* de taux d'intérêts (taux variable/fixe) dans le cadre d'une couverture de flux de trésorerie.

Les dérivés de taux entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2024				Notionnel au 31/12/2023	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2024	31/12/2023
Achats de CAP	6	225	27	258	61	5	7
Ventes de FLOOR	-	200	-	200	-	-	-
Opérations sur taux d'intérêts	**6**	**425**	**27**	**458**	**61**	**5**	**7**
Payeur fixe / receveur variable	1 573	5 083	8 216	14 872	13 380	1 274	1 448
Payeur variable / receveur fixe	2 068	7 314	24 745	34 127	24 759	(1 388)	(1 176)
Payeur variable / receveur variable	-	7 054	3 530	10 584	3 680	201	79
Payeur fixe / receveur fixe	144	5 586	6 182	11 912	10 828	397	639
Swaps de taux	**3 785**	**25 037**	**42 673**	**71 495**	**52 647**	**484**	**990**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**3 791**	**25 462**	**42 700**	**71 953**	**52 708**	**489**	**997**
Achats d'options	-	-	-	-	520	29	(11)
Swaps de taux	705	821	9 218	10 744	2 384	(158)	7
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	**705**	**821**	**9 218**	**10 744**	**2 904**	**(129)**	**(4)**

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (voir note 18.7.3).

18.7.3 Instruments dérivés de change

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des parités de change, en raison de la diversification de ses activités, de ses contrats de fournitures de biens et services en devises et de son implantation géographique. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion comptabilisés en capitaux propres, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Les éléments couverts sont de plusieurs natures :

- dettes libellées en devises étrangères, pour lesquelles des *cross currency swaps* sont utilisés dans des couvertures de flux de trésorerie ;
- actifs financiers souscrits en devises étrangères ;
- achats de matières premières et de combustibles, pour lesquels le Groupe couvre le risque de change associé ;
- situations nettes des filiales en monnaie étrangère.

Les dérivés de change entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction se répartissent comme présenté dans les tableaux suivants. À noter que le notionnel des *cross currency swaps*, figurant dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

Au 31 décembre 2024

	Notionnel à recevoir au 31/12/2024				Notionnel à livrer au 31/12/2024				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2024
Change à terme	2 068	477	-	2 545	2 024	467	-	2 491	44
Swaps	35 375	19 152	17 294	71 821	34 922	18 500	16 193	69 615	1 807
Options	1	-	-	1	1	-	-	1	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**37 444**	**19 629**	**17 294**	**74 367**	**36 947**	**18 967**	**16 193**	**72 107**	**1 851**
Change à terme	4 642	1 210	104	5 956	4 593	1 209	99	5 901	60
Swaps	19 242	2 674	4 447	26 363	19 269	2 781	4 308	26 358	26
Options	48	-	-	48	48	-	-	48	-
Dérivés incorporés de change	82	195	-	277	62	148	-	210	47
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**24 014**	**4 079**	**4 551**	**32 644**	**23 972**	**4 138**	**4 407**	**32 517**	**133**

Au 31 décembre 2023

	Notionnel à recevoir au 31/12/2023				Notionnel à livrer au 31/12/2023				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2023
Change à terme	4 644	639	-	5 283	4 641	629	-	5 270	10
Swaps	32 046	11 920	15 030	58 996	31 773	11 792	14 665	58 230	785
Options	3 371	-	-	3 371	3 426	-	-	3 426	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**40 061**	**12 559**	**15 030**	**67 650**	**39 840**	**12 421**	**14 665**	**66 926**	**795**
Change à terme	5 854	3 310	-	9 164	5 815	3 275	-	9 090	54
Swaps	21 767	4 666	2 012	28 445	21 879	4 697	2 018	28 594	(126)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**27 621**	**7 976**	**2 012**	**37 609**	**27 694**	**7 972**	**2 018**	**37 684**	**(72)**

Le notionnel des *cross currency swaps*, qui figure dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

18.7.4 Instruments dérivés liés aux matières premières

Le Groupe est exposé aux variations de prix de marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, produits pétroliers) et du marché des certificats d'émission de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité et de gaz par des contrats *futures*, *forwards*, *options* et *swaps* au travers essentiellement de couverture de flux de trésorerie.

Les instruments dérivés de couverture liés aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2024					31/12/2023	
		Notionnels nets				Juste	Notionnels	Juste
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	valeur	nets	valeur
Électricité	Térawattheures	(5)	(29)	-	(34)	(499)	17	(1 745)
Gaz	Millions de therms	929	357	-	1 286	309	650	(636)
Produits pétroliers	Milliers de barils	2 422	-	-	2 422	(30)	6 645	-
CO_2	Milliers de tonnes	2 921	365	-	3 286	14	2 362	(7)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES						**(206)**		**(2 388)**

Au 31 décembre 2024, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (0,2) milliard d'euros s'explique principalement par la baisse du *spread* prix de marché / prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture de gaz et d'électricité compte tenu de la moindre volatilité des prix des commodités observée en 2024.

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières, principalement dans le portefeuille d'EDF Trading, se décomposent comme suit :

		31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	**Unités de mesure**	**Notionnels nets**	**Juste valeur**	**Notionnels nets**	**Juste valeur**
Électricité	Térawattheures	(50)	267	(18)	1 213
Gaz	Millions de therms	(2 886)	376	(3 623)	(1 071)
Produits pétroliers	Milliers de barils	(6 666)	4	3 380	(73)
CO_2	Milliers de tonnes	(3 985)	8	(4 429)	21
Charbon et autres	Millions de tonnes	-	(59)	(1)	87
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES			**596**		**177**

18.7.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

	2024			2023		
(en millions d'euros)	**Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres** [1]	**Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage** [2]	**Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité**	**Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres** [1]	**Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage** [2]	**Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité**
Couverture de taux [3]	117	-	(2)	(202)	-	6
Couverture de change	254	605	(5)	(1 069)	(335)	12
Couverture d'investissement net à l'étranger	(666)	-	-	(107)	-	-
Couverture de matières premières	1 462	(1 051)	(76)	4 833	(3 066)	(8)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE [4]	**1 167**	**(446)**	**(83)**	**3 455**	**(3 401)**	**10**

(1) Augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) Augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.

(3) Au 31 décembre 2024, les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres incluent pour +133 millions d'euros de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises *(cross-currency swaps*). Ces variations de juste valeur sont recyclées en résultat, via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut (voir note 8.1).

(4) Hors entreprises associées et coentreprises

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de +1 613 millions d'euros en 2024 (+6 856 millions d'euros en 2023).

Elle s'explique en 2024 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (666) millions d'euros ((107) millions d'euros en 2023), des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de +2 146 millions d'euros (+7 089 millions d'euros en 2023) et des coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*) pour un montant de +133 millions d'euros en 2024 (voir l'état du résultat global consolidé).

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2024 pour (1 051) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour (908) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- de gaz pour (183) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour +40 millions d'euros.

18.7.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Un actif financier et un passif financier doivent être compensés et faire apparaître un solde net si l'entité a actuellement un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention, soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Au 31 décembre 2024

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés - Actif	10 917	466	14 623	(4 172)	10 451	(1 715)	(1 849)	6 887
Juste valeur des dérivés - Passif	(8 180)	(42)	(12 310)	4 172	(8 138)	1 715	317	(6 106)

Au 31 décembre 2023

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés - Actif	20 685	9 618	17 835	(6 768)	11 067	(1 504)	(2 718)	6 845
Juste valeur des dérivés - Passif	(21 180)	(8 554)	(19 394)	6 768	(12 626)	1 504	3 974	(7 148)

Note 19 Indicateurs financiers

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

19.1 Résultat net courant

Le résultat net courant s'établit à 15 233 millions d'euros à fin décembre 2024, en baisse de 3 248 millions d'euros par rapport à 2023.

Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

		2024				2023
(en millions d'euros)	Notes	Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe	Résultat net part du Groupe
Résultat net					**11 406**	**10 016**
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres		**(3 094)**	**798**	**7**	**(2 289)**	**(1 653)**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	**6**	**(443)**	**129**	**-**	**(314)**	**(263)**
Pertes de valeur		**3 289**	**(401)**	**(122)**	**2 766**	**8 250**
dont pertes de valeur sur les goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles[1]	*10.7*	*1 835*	*(392)*	*(123)*	*1 320*	*8 019*
dont dépréciations et provisions au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises[2]	*12.3*	*1 454*	*(9)*	*1*	*1 446*	*231*
Autres éléments		**4 834**	**(1 158)**	**(12)**	**3 664**	**2 131**
dont autres produits et charges d'exploitation	*7*	*4 834*	*(1 158)*	*(12)*	*3 664*	*2 120*
RÉSULTAT NET COURANT					**15 233**	**18 481**

(1) Au 31 décembre 2024, les pertes de valeur comprennent notamment la dépréciation des actifs liés à Hinkley Point C pour (1 116) millions d'euros et la dépréciation des actifs liés à NUWARD pour un total de (228) millions d'euros. En 2023, les pertes de valeur comprenaient essentiellement des pertes de valeur chez EDF Energy pour un montant brut de (12 871) millions d'euros.

(2) Incluent les dépréciations au titre des participations, créances dans les entreprises associées et coentreprises et provisions rattachées. Au 31 décembre 2024, cela comprend 934 millions d'euros au titre du projet AtlanticShores Offshore Wind, 248 millions d'euros pour le projet Neart na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni, 118 millions d'euros sur les actifs dédiés. En 2023, les dépréciations concernaient les actifs dédiés pour 86 millions d'euros, la centrale thermique Fuzhou en Chine pour 79 millions d'euros, le projet Neart na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni pour 54 millions d'euros et des parcs éoliens au Mexique pour 16 millions d'euros.

19.2 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 54 346 millions d'euros à fin décembre 2024 (contre 54 381 millions d'euros à fin décembre 2023).

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Emprunts et dettes financières	18.3.2	81 802	86 647
Dérivés de couverture des dettes	18.7.1	(1 872)	(1 379)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	(7 597)	(10 775)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	18.1.2	(17 999)	(20 077)
Dérivés de couverture des actifs liquides	18.7.1	12	(35)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**54 346**	**54 381**

Note 20 Enjeux de durabilité dans les états financiers

Introduction et contexte

La raison d'être d'EDF **« Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants »** repose sur quatre enjeux clés qui, déployés ensemble, visent à s'assurer que l'action du Groupe dans le cadre de la transition énergétique puisse s'effectuer de manière juste et inclusive. Pour un développement détaillé, voir la publication « Transition énergétique juste et inclusive, de la stratégie à l'action » publiée sur le site du Groupe[1]. Les objectifs RSE du groupe EDF sont en cohérence avec le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et sa raison d'être : EDF s'engage à bâtir le système électrique bas carbone de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste.

Ces engagements et leur mise en œuvre dans le Groupe sont pilotés et suivis dans les plus hautes instances de gouvernance du Groupe (voir section 3.4.2 du Document d'enregistrement universel 2024 « Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires »).

L'Union européenne a adopté le 10 décembre 2021 l'article 8 du règlement européen 2020 - 852 visant à établir une classification des activités économiques en fonction de leur contribution à l'atteinte d'objectifs environnementaux. Cette **réglementation dite « Taxonomie »,** s'inscrit dans la stratégie européenne de promouvoir l'émergence d'une finance durable qui contribue à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050, en particulier en favorisant l'orientation des flux de capitaux vers les investissements durables. Ce règlement a été complété par un acte délégué spécifique aux activités nucléaires et gaz publié le 2 février 2022. Les informations et indicateurs prévus par cette réglementation (part de chiffre d'affaires, des investissements et des dépenses opérationnelles associées, aux activités éligibles, alignées, à la Taxonomie européenne) sont détaillés dans la section 3.7.4 « Taxonomie européenne » du Document d'enregistrement universel 2023.

En complément de la Taxonomie, l'Union européenne a adopté en janvier 2022 la **réglementation CSRD** (*Corporate Sustainability Reporting Directive*) qui a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe à compter de l'exercice clos le 31 décembre 2024. Cette réglementation vise en effet à renforcer la qualité et la comparabilité des états de durabilité et structure les informations environnementales et sociales publiées par les entreprises. Le groupe EDF publie son premier état de durabilité dans le Document d'enregistrement universel 2024 (chapitre 3). La CSRD succède à la NFRD et s'inscrit dans une dynamique de pilotage intégré combinant dimensions financière et extra-financière.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux en matière de durabilité, à différents niveaux, qui sont synthétisés ci-après. Cette prise en compte se réalise dans la mise en œuvre de sa stratégie d'investissement et de désinvestissement, la mise en place de financements durables, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux et sociaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, ou la mobilisation des salariés et des dirigeants du Groupe aux enjeux de durabilité ainsi qu'au travers des modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Thèmes	Notes	Contenu
Mécanismes réglementaires liés aux quotas de CO_2, CEE, CER - voir note 20.1	Note 5.5.4 « Autres produits et charges » Note 10.2 « Autres actifs incorporels » Note 17.2 « Autres provisions »	Les enjeux climatiques et environnementaux sont appréhendés dans le cadre des dispositifs réglementaires liés aux certificats d'émission de gaz à effet de serre, aux certificats d'énergie renouvelables et aux certificats d'économie d'énergie mis en place dans différents pays. Ces dispositifs impactent les comptes du Groupe à plusieurs niveaux : au compte de résultat et au bilan.
Provisions nucléaires et provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux - voir note 20.2.1	Note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » Note 17 « Autres provisions »	Elles concernent les provisions liées : • à la production nucléaire comprenant les provisions pour aval du cycle (gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets radioactifs), provisions pour déconstruction des centrales et provisions pour derniers cœurs ; • aux dispositifs environnementaux ; • à des litiges environnementaux.
Évaluation des actifs - voir note 20.2.2	Note 10.7 « Pertes de valeur / reprises »	Les enjeux climatiques sont appréhendés dans les tests de dépréciation au travers notamment des scénarios à long terme retenus pour les prix d'électricité dans les différents pays qui s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation.
Financement durable - voir note 20.3	Note 18.3.2 « Emprunts et dettes financières » Note 14.3 « Titres subordonnés à durée indéterminée » Note 18.4 « Lignes de crédit non utilisées »	Le Groupe a émis plusieurs financements indexés ou visant des projets RSE : green bonds, social bonds ainsi que des lignes de crédit indexées sur des critères ESG.
Investissements bas carbone et dépenses en faveur des enjeux de durabilité - voir notes 20.4, 20.5 20.6 et 20.7	Note 10.2 « Autres actifs incorporels »	Le Groupe consacre une part importante du budget de recherche et développement à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques, et réalise d'autres dépenses en faveur de l'environnement ou de l'adaptation de ses installations aux changements climatiques. Les principes et méthodes comptables applicables aux frais de recherche et développement sont détaillés dans la note 10.2.

(1) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/transition-juste

20.1 Dépenses réglementaires

20.1.1 Système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dispositif européen (EU-ETS)

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne (SEQE-UE ou EU-ETS) vise à lutter contre le changement climatique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions Scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier...). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 € par tonne de CO_2 pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021 - 2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'Accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 % par rapport à 1990 pour l'Union européenne)[1].

Par ailleurs, dans le cadre du paquet législatif *Fit for 55*, la Commission européenne a adopté en avril 2023, les actes législatifs rehaussant l'objectif de diminution des émissions de CO_2 d'au-moins 62 % à l'horizon 2030 pour les secteurs concernés par les EU-ETS. Ces nouvelles règles introduisent également la réduction du nombre de quotas acquis automatiquement par chaque entreprise concernée par les ETS.

Le Groupe, après avoir diminué de 50 % ses émissions directes de CO_2 entre 2017 et 2022, a pris de nouveaux objectifs pour 2025, 2030 et 2035, en fixant une trajectoire ambitieuse à court et moyen terme pour la décarbonation de son mix électrique (cf. communiqué de presse Groupe du 28 novembre 2023) :

- dès 2025, une réduction de 60 % des émissions de son scope 1 par rapport à ses émissions de 2017 ;
- en 2030, une réduction de 70 % de son scope 1 et une intensité carbone de 30 gCO_2/kWh ;
- en 2035, une réduction de 80 % de son scope 1 et une intensité carbone de 22 gCO_2/kWh.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2024, le volume des émissions s'élève à 11,1 millions de tonnes (13,5 millions de tonnes pour l'année 2023).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 309 millions d'euros au 31 décembre 2024 (531 millions d'euros au 31 décembre 2023) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2024, 13 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2023 (18 millions de tonnes restituées en 2023 au titre des émissions réalisées en 2022).

Dispositif britannique (UK-ETS)

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2024, EDF Energy n'a pas émis de CO_2 soumis à quotas (4 000 tonnes pour 2023) et n'a par conséquent pas comptabilisé de provision au 31 décembre 2024 (0,4 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Traitement comptable applicable aux quotas de CO_2

Les certificats d'émission acquis pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles.

À chaque clôture, une provision est constatée à hauteur des émissions de l'exercice. La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des certificats acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (certificats verts)

En application de la directive européenne n°2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

Les certificats (garanties d'origine) servent à garantir la provenance renouvelable de cette électricité qui transite par le réseau. Ils sont vendus par des exploitants de sites de production d'énergies renouvelables à des clients désireux de consommer de l'électricité d'origine renouvelable.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (cas en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de certificats d'énergie renouvelables à restituer par les fournisseurs d'énergie (cas en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelables peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Renouvelables) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison et Luminus).

Au 31 décembre 2024 une provision de 1 392 millions d'euros (1 176 millions d'euros en 2023) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de certificats d'énergie renouvelable à cette date. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 10.2).

Traitement comptable applicable aux certificats verts

Pour les entités productrices et commercialisatrices d'électricité :

- les certificats obtenus à hauteur de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « Certificats d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts ».

Par ailleurs, une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle) et de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés au prix de marché, et le cas échéant du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit For 55*.

20.1.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures législatives, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

En France, la loi du 13 juillet 2005, instaurant un système de certificats d'économie d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburant pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser. Ces CEE sont obtenus en contrepartie des opérations d'économie d'énergie réalisées, directement ou indirectement, ou achetés aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles ».

La 5e période du dispositif qui a débuté le 1er janvier 2022 et s'achèvera le 31 décembre 2025, est particulièrement marquée par une hausse significative de l'obligation et par des modifications réglementaires importantes successives depuis le 1er janvier 2024, notamment pour les opérations de rénovation d'ampleur des logements. L'année 2024 voit la poursuite des concertations avec l'Administration sur les modalités de la 6e période.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique avec par exemple en 2024 la réalisation de plus de 324 000 actions de rénovations de logements, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats d'économie d'énergie à des acteurs éligibles.

Au Royaume-Uni, de façon volontaire, EDF Energy aide les entreprises à explorer et à développer des solutions en leur permettant de réaliser des économies d'énergie, de carbone et de coûts, notamment grâce à la plate-forme de flexibilité *Powershift*.

Traitement comptable des certificats d'économie d'énergie

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Une provision est comptabilisée si le volume des certificats d'économies d'énergie réalisées délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie ou le cas échéant au coût de la pénalité libératoire pour la part des CEE que l'entreprise estime ne pas avoir la capacité de produire ou d'acheter.

20.2 Évaluation des actifs et passifs

20.2.1 Provisions liées à des enjeux environnementaux

Les provisions liées à des enjeux environnementaux concernent principalement celles liées à la production nucléaire, qui comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs. Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays, et d'autre part, des technologies et scénarios industriels. Ces provisions sont détaillées en note 15.

Elles concernent également les provisions liées aux dispositifs environnementaux qui incluent les provisions pour certificats d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelables et pour certificats d'économie d'énergie (CEE). Au 31 décembre 2024, ces provisions s'élèvent à 1 700 millions d'euros (1 707 millions d'euros au 31 décembre 2023), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 21.3. Ils font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Bussi) à Solvay et la cession des sites industriels d'Enimont à ENI en 1989.

20.2.2 Évaluation des actifs

Les enjeux climatiques sont pris en compte dans l'évaluation des actifs à long terme du Groupe au travers des tests de dépréciation. En particulier, les scénarios à long terme retenus pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lesquels le Groupe opère, s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation et notamment dans le cadre de l'Accord de Paris sur le climat. Comme indiqué en note 10.7, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, apports hydrauliques et abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent une prise en compte de l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est réalisée de manière à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité et vitesses de vent) et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2030 et 2050. Par ailleurs, les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que l'Accord de Paris à la maille mondiale, le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement de l'économie avec une électrification des usages.

Ainsi les tests de pertes de valeur à fin décembre 2024 intègrent les prix du CO_2 à 130 €$_{2023}$/t pour 2030, 170 €$_{2023}$/t pour 2040, 210 €$_{2023}$/t pour 2050.

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil, au Laos ou encore en Belgique. La valeur nette comptable des actifs concernés est de 4,9 milliards d'euros au 31 décembre 2024 (5,2 milliards d'euros au 31 décembre 2023) dont 2,8 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie (3,2 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie au 31 décembre 2023). La durée d'exploitation de ces actifs tient compte des engagements actuels du Groupe en matière de réduction des émissions et de réglementations locales.

En **France continentale**, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT, TAC), d'une valeur nette comptable de 1,5 milliard d'euros au 31 décembre 2024 (1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023) a représenté en 2024 environ 0,65 % de sa production totale d'électricité. Ces moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe sont sollicités de façon variable tout au long de l'année, et permettent en situation d'équilibre offre-demande tendue de jouer un rôle significatif vis-à-vis de la sécurité du système, ce qui avait été notamment le cas lors de l'hiver 2022.

En conséquence de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2026 au plus tard (prolongation imposée par l'État) et représente une valeur comptable nette de 0,1 milliard d'euros.

S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc afin d'en réduire les émissions de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre, la centrale de Bouchain notamment présentant des émissions de CO_2 de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne. Ces parcs représentent une valeur comptable nette de 1,0 milliard d'euros et dont la fin de durée d'exploitation s'étend de 2036 à fin 2041.

En France, dans les **territoires insulaires**, la production électrique est principalement assurée aujourd'hui par un parc thermique fonctionnant au fioul d'une valeur nette comptable de 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2024 (1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023), et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et d'autres renouvelables. EDF a annoncé le 4 octobre 2023 la décarbonation d'ici 2033 de la production d'électricité de l'ensemble des territoires insulaires dont il a la charge, en convertissant les centrales thermiques présentes sur ces territoires à la production d'électricité à partir de bioliquide, au lieu de sources d'énergies fossiles (la centrale de Port Est, La Réunion, a été convertie à la biomasse liquide le 4 décembre 2023 et le Groupe prévoit la conversion de la centrale de Lucciana en Haute-Corse fin 2025).

En **Belgique,** Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). La nouvelle centrale CCGT à Seraing, sélectionnée dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mecanism*) de type Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) et d'une puissance totale d'environ 870 MW est en construction depuis l'automne 2022 et sa mise en service est prévue pour le second semestre 2025.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de 14 Cycle Combiné Gaz (CCG). En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, Edison a mis en service en 2023 le premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et la centrale Greenfield de 760 MW de Presenzano, utilisant la même technologie, et à impact environnemental plus modéré (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La valeur nette comptable des centrales s'élève à 1,4 milliard d'euros, ces deux usines en représentant environ 65 % et leur durée d'exploitation prévue est de 25 ans. Les autres centrales CCG ont, à date, une durée d'exploitation qui se termine avant 2037.

20.3 Financement durable

20.3.1 *Green bonds*

Depuis 2013, le Groupe a procédé à des émissions d'obligations vertes (*green bonds*) pour l'équivalent de 16,4 milliards d'euros dont 12,2 milliards d'euros sont en circulation au 31 décembre 2024. Le cadre de financement des *green bonds* (*Green Financing Framework*) couvre les projets d'investissements éligibles qui respectent les critères de la Taxonomie européenne. Le *Green Financing Framework* a fait l'objet d'une revue par un tiers indépendant en 2022 confirmant son respect des meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la *Loan Syndications and Trading Association*).

En 2024, EDF a émis plusieurs *green bonds* pour le financement des réseaux de distribution et du parc nucléaire existant et des projets renouvelables pour un montant de 5 082 millions d'euros dont deux émissions obligataires hybrides pour un montant de 1 150 millions d'euros et de 500 millions de livres sterling.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes (voir section 6.7 du Document d'enregistrement universel 2023). Elle est disponible dans la page dédiée à la finance durable sur le site internet d'EDF.

20.3.2 *Social bonds* (Obligations sociales hybrides)

Le 26 mai 2021, EDF a lancé une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros ayant une première échéance en 2028.

Les fonds levés ont financé des projets éligibles tels que définis dans *le Social Bond Framework* du groupe EDF. Il s'agit de dépenses d'investissements engagées par EDF auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution en Europe et au Royaume-Uni.

La conformité du *Social Bond* Framework aux *Social Bond Principles* de l'International Capital Markets Association (ICMA) a été validée par un tiers indépendant.

20.3.3 Prêts bilatéraux verts

Depuis 2022, EDF a signé des prêts bilatéraux verts avec plusieurs grandes banques internationales pour un montant total de 6,2 milliards d'euros dont 5,2 milliards d'euros en 2024. Les fonds sont dédiés au refinancement des investissements dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF[1].

20.3.4 Lignes de crédit indexées sur des critères de durabilité

Le groupe EDF dispose de 22 lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de durabilité, qui intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement :

- un crédit syndiqué de 6 milliards d'euros avec plus de 36 banques d'une maturité de 5 ans renouvelable deux fois pour une année. La marge est ajustée en fonction de la performance de trois KPIs environnementaux. Signé en novembre 2024, il vient remplacer les lignes de crédit syndiquées précédentes de 4 milliards d'euros et de 1,5 milliard d'euros ;
- 21 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères de durabilité. Les marges sont ajustées en fonction de la performance des différents KPIs retenus avec les banques.

Au 31 décembre 2024, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères de durabilité non tirées (y compris les crédits syndiqués) représentent 11,7 milliards d'euros, soit 82 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4). En 2024, le Groupe respecte les indicateurs fixés.

20.4 Investissements bas carbone

En 2024, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels pour un montant de 26,4 milliards d'euros (21,4 milliards d'euros en 2023) composé pour 24,8 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels bruts (21 milliards d'euros en 2023) (voir notes 4 et 10.6) et pour 1,6 milliard d'investissements financiers bruts (0,4 milliard d'euros en 2023).

En 2024, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone soit un montant de 24,8 milliards d'euros répartis à 64 % dans le secteur nucléaire, 23 % dans les activités de réseaux, 11 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydrauliques) et 2 % dans les services énergétiques. Ces investissements regroupent les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Ils n'incluent donc pas les effets des sorties de périmètre, les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités et sont retraités des subventions d'investissement.

Par ailleurs, en 2024, 59 % des investissements du Groupe sont alignés avec la Taxonomie verte européenne (64 % en 2023) soit un montant de 15,6 milliards d'euros, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 22 % dans les activités de réseaux, 10 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique). Il est à noter que ces indicateurs n'incluent pas les activités suivantes, non éligibles selon la taxonomie mais considérées comme bas carbone par le Groupe : les activités nucléaires hors Union européenne (activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni) et les activités connexes à l'activité de production nucléaire telles que les activités de conception, de construction et de fourniture d'équipements pour les centrales nucléaires de Framatome et d'Arabelle Solutions. L'alignement des investissements du Groupe pour l'ensemble de nos activités sans ces restrictions s'élèverait à 94 %.

(1) Selon l'étude Analyse Cycle de Vie du kWh nucléaire *d'EDF* publiée par EDF en 2022 et revue par des experts indépendants, www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-dedf

20.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les dépenses liées à l'environnement sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources (ouvrages pour faciliter le passage des poissons migrateurs, installations de traitements des effluents ...) ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Afin de remplir son objectif d'entreprise responsable à l'égard de l'environnement, le Groupe mobilise l'ensemble de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Les dépenses identifiées par le Groupe sur les différents enjeux environnementaux sont présentées dans le chapitre 3 du Document d'enregistrement universel 2024. Certaines de ces actions sont présentées ci-après.

20.5.1 Dépenses de recherche et développement (R&D)

Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial, tant sur la transition électrique, climatique, numérique que sociétale.

En 2024, les dépenses du groupe EDF en R&D s'élèvent à 752 millions d'euros. Elles se composent de la R&D d'EDF SA pour 533 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, Arabelle Solutions, EDF Energy et Edison.

En France, l'intégralité des dépenses d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces dépenses portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Les activités de recherche liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du diagnostic de performance électrique, l'amélioration des techniques des réseaux de chauffage et de refroidissement urbains, les plateformes d'échange sur les études concernant la transition écologique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

20.5.2 Autres dépenses en faveur des enjeux de durabilité

Actions en faveur de la biodiversité

Engagé depuis 2006 en faveur de la biodiversité à travers une politique dédiée, l'ambition biodiversité du groupe EDF se traduit aujourd'hui dans son engagement dans deux dispositifs « Entreprises engagées pour la nature » et « act4nature international ». Ces engagements volontaires comptent une vingtaine d'actions qui portent sur la réduction de la contribution aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité (tels qu'identifiés par l'IPBES-équivalent du GIEC pour la Biodiversité), la recréation d'espaces et de conditions favorables à la biodiversité, le renforcement de l'amélioration des connaissances et leur partage, le renforcement de la gouvernance de la biodiversité et la sensibilisation des salariés.

Au-delà de ces engagements volontaires, le Groupe, par l'intermédiaire d'EDF Hydro et de ses activités hydroélectriques, a réalisé en France continentale entre 2014 et 2024 près de 70 dispositifs permettant de faciliter la migration piscicole sur des sites à enjeux écologique (classés en « liste 2 » au titre de la « loi sur l'eau et les milieux aquatiques »), qui représentent un montant d'investissements cumulés de 126 millions d'euros (subventions incluses et pour l'ensemble des dispositifs). Il s'agit d'équipements de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière.

Adaptation du parc nucléaire

Concernant l'adaptation du parc nucléaire actuel et futur en France, outre les travaux relatifs à la sûreté et la sécurité notamment règlementaires ou en lien avec des prescriptions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, EDF a mis en place un plan d'adaptation des installations et de leurs activités. Le projet ADAPT s'inscrit dans une approche systémique qui vise à analyser la résilience de l'ensemble des écosystèmes qu'ils soient naturels ou socioéconomiques et dont dépend la capacité à produire des installations.

Ce plan intègre en particulier le caractère systémique et évolutif du dérèglement climatique. Ces travaux permettent, entre autres :

- d'imaginer les futurs climatiques des territoires à divers horizons temporels ;
- d'améliorer le niveau de protection de nos installations contre les aléas naturels en quantifiant mieux les niveaux extrêmes de ces derniers ;
- de réduire l'impact environnemental de nos installations ;
- d'identifier des solutions innovantes permettant par exemple de récupérer l'eau évaporée au sein de tours aéroréfrigérantes et, dans un futur proche, de tester les plus prometteuses in situ.

L'accélération du dérèglement climatique conduit également le Groupe à renforcer ses capacités en matière de R&D et d'ingénierie en augmentant le recrutement de compétences clés dans tous les domaines associés : climatologie, hydrogéologie, environnement, et bien sûr dans la filière de l'ingénierie technique.

20.6 EDF, un investisseur responsable

EDF promeut l'innovation pour contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone, au travers d'investissements dans des start-up et dans des fonds de capital-risque dédiés à l'innovation (programme EDF Pulse Ventures), ainsi que sur le développement de projets d'intrapreneuriat (programme EDF Pulse Incubation). Plusieurs filiales ont ainsi été créées par le Groupe, à l'instar d'Hynamics, filiale dédiée à la production et à la commercialisation de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau, afin de couvrir les besoins de l'industrie et de la mobilité lourde et Oklima, filiale spécialisée dans la contribution carbone qui développe des projets en lien avec la séquestration de carbone ou à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La raison d'être du Groupe se traduit également dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (40,3 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2024), dans le cadre de la charte d'investisseur responsable mise en place en 2020, déclinée selon trois axes (respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU ; respect des grandes conventions internationales relatives aux droits de l'homme ; bilan annuel relatif aux investissements responsables), applicable aux actifs gérés en direct comme aux actifs dont la gestion est déléguée à des sociétés spécialisées.

En 2024, en particulier, un bilan du respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU et des grandes conventions internationales par les sociétés de gestion délégataires a été dressé et, s'agissant du risque climatique, un bilan des émissions carbone a été établi portant sur les actifs cotés ou non cotés. Des analyses de scénarios climatiques, intégrées désormais aux études de rendement et de risque des actifs dédiés, ont été réalisées, conformément aux recommandations du réseau NGFS (*Network for Greening the Financial System*), visant à évaluer le risque de sous-couverture des provisions nucléaires en cas de scénario de stress climatique susceptible d'affecter la valeur des actifs de couverture en fonction des horizons de temps. En outre, pour chacun des scénarios climatiques étudiés, des projections des émissions carbone du portefeuille ont été réalisées.

En ce qui concerne EDF Gestion, les émissions carbones des actions cotées sont proches de leur benchmark et celles des obligations d'entreprises cotées sont inférieures à leur benchmark grâce à la gestion active du portefeuille.

En ce qui concerne les actifs dédiés non cotés, EDF Invest s'engage à ce que ses décisions d'investissement et de gestion des participations intègrent au mieux les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), notamment en incitant ses partenaires et le management des actifs détenus en direct à mettre en place un bilan carbone, à définir des objectifs de « zéro émission nette » d'ici à 2050 et des plans d'actions pour y parvenir, ainsi qu'à engager une revue des risques climatiques.

En outre, la captive d'assurance Wagram du Groupe a adhéré en 2024 au programme d'assurance durable des nations unies PSI (*Principles for Sustainable Insurance*).

20.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité

Rémunérations des dirigeants liées à des objectifs de durabilité

En cohérence avec la volonté d'EDF de promouvoir une performance intégrée fondée à la fois sur la finance et sur la RSE, la rémunération variable annuelle des cadres dirigeants du Groupe intègre également des critères financiers et des critères extra-financiers qui peuvent représenter jusqu'à 21 %. Ils se composent de critères liés au climat et de critères sociaux.

La rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants du Groupe est également fondée, au-delà des critères financiers, sur des critères extra-financiers. Ils représentent actuellement 30 % de cette rémunération variable long terme, en progression par rapport aux 20 % précédents.

Électrification de la flotte de véhicules

En devenant le premier groupe français à signer l'engagement EV100, EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030. À fin 2024, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 48 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à 35,6 % (plus de 17 150 véhicules électriques, soit plus de 3 450 véhicules électriques de plus qu'à fin 2023). À travers la signature de cet engagement, le Groupe encourage également ses salariés à la maîtrise de leur consommation d'énergie et à la diminution de leur empreinte carbone en leur permettant d'avoir accès à des offres compétitives auprès de fournisseurs automobiles ainsi qu'à des offres sur les services de recharge commercialisés par les filiales du groupe EDF.

Par ailleurs, pour l'exercice 2024, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente 9,6 % des critères d'intéressement d'Enedis. Dans le cadre du nouvel accord d'intéressement d'EDF SA mis en œuvre à partir de l'exercice 2024, le taux d'utilisation électrique de la flotte de véhicules légers d'EDF SA représente 7,5 % des critères d'intéressement.

Note 21 Passifs et actifs éventuels

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'évènements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Un actif éventuel est un actif potentiel résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2024 sont les suivants :

21.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour les exercices 2012 à 2021, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par une décision du 5 juillet 2024, la Cour administrative d'appel de Paris a rendu un arrêt en tous points identique à la décision de première instance et validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées, mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. Cette décision n'a aucune conséquence financière pour EDF dans la mesure où elle avait déjà décaissé 297 millions d'euros en 2022 en exécution de la décision de première instance. La Société a formé un pourvoi en cassation à l'encontre de la partie qui lui est défavorable de cette décision. Par ailleurs, le Ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie favorable à la Société.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF International a donc liquidé l'impôt en exécution de ces décisions contre lesquelles elle a également fait appel. Par un arrêt du 25 janvier 2022, la Cour administrative d'appel de Versailles a fait droit aux arguments de la Société et a annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. La Société s'est vu restituer début 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés. Par un arrêt du 16 novembre 2022, le Conseil d'État a cassé l'arrêt de la Cour administrative d'appel favorable à la Société et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour pour y être rejugée. En application de cette décision, l'entreprise a restitué la totalité des montants précédemment encaissés.

Le 28 novembre 2023, la Cour administrative d'appel de renvoi a rejeté les nouveaux arguments de la Société qui a formé fin janvier 2024 un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

21.2 Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Sept procédures au fond ont été initiées par des fournisseurs alternatifs en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Sur ces sept contentieux, quatre sont définitivement clos et trois sont encore en cours : Hydroption, TotalEnergies et Ekwateur.

Dans l'affaire Hydroption, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond le 13 avril 2021 condamnant EDF à verser à Hydroption 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023 a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Par un arrêt du 24 juin 2024, la Cour d'appel de Paris a de nouveau infirmé le jugement du Tribunal de commerce et rejeté les demandes indemnitaires d'Hydroption. Le 8 novembre 2024, le liquidateur s'est pourvu en cassation.

Dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond le 30 novembre 2021 condamnant EDF à verser à titre de dommages et intérêts 53,9 millions d'euros à TotalEnergies d'une part et 1,8 millions d'euros à Ekwateur d'autre part. EDF a fait appel de ces deux jugements. L'audience de plaidoirie devant la Cour d'appel de Paris est prévue le 20 mars 2025.

21.3 Edison

Accord environnemental avec ENI

Le 31 juillet 2023 a été signé un accord entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989. Les objectifs de l'accord sont notamment de : i) mettre fin à des litiges pendants devant la Cour d'appel de Milan et prévenir tout autre litige, pour des cas et sur des questions similaires qui pourraient survenir à l'avenir ; ii) convenir du cadre de conduite mutuelle sur les questions environnementales liées à ces sites et résoudre les problèmes environnementaux résultant de la pollution historique sur une base 50/50.

L'accord représente un tournant d'une importance majeure dans les activités de régénération du territoire et de restauration de lieux, comme ceux en question, fortement impactés par les processus d'industrialisation survenus au siècle dernier.

Suivant la signature de l'accord, Edison avait constitué au 31 décembre 2023 une provision de 430 millions d'euros. Une provision complémentaire de 587 millions d'euros a été enregistrée en 2024 compte tenu des nouvelles évaluations techniques et juridiques sur les activités réalisées ou à mettre en œuvre avec ENI dans les années à venir (voir note 17.2). Des estimations des coûts futurs sont en cours.

En 2024, Edison a constitué Edison Regea S.r.l., la société chargée de faciliter opérationnellement l'exécution de l'accord et, en général, de coordonner toutes les activités environnementales du Groupe.

Mantoue - Procédure pénale

Le ministère public de Mantoue a décidé d'engager des procédures pénales à l'encontre de certains dirigeants exécutifs travaillant ou ayant travaillé pour Edison depuis 2015 et de certains représentants légaux d'Edison, sur le fondement du « décret législatif » 231 de 2001 et en raison d'infractions environnementales prétendues qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue. Ces ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'État d'avril 2020, et décrites ci-dessous. La procédure est en cours.

L'usine pétrochimique de Mantoue - dont Edison (en tant que successeur de Montedison) n'est ni propriétaire ni gestionnaire depuis 1990 - a fait l'objet d'un programme complexe et de grande ampleur d'activités d'assainissement et de restauration de l'environnement qui a également porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a décidé d'engager une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement opérationnels à la suite de l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

Mantoue - Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi qu'à l'ensemble du site pétrochimique de Mantoue vendus par Montedison au groupe ENI en 1990, et ce, en dépit de deux accords de règlement signés par ENI et le ministère de l'Environnement et portant sur ces questions environnementales.

Edison a interjeté appel de toutes ces ordonnances devant le Tribunal administratif régional de Lombardie, section de Brescia mais a été débouté en août 2018. Edison s'est ensuite pourvue devant le Conseil d'État italien qui a rejeté le recours d'Edison dans un arrêt du 1er avril 2020 confirmant les décisions de première instance. Edison a introduit un recours devant la CEDH contre cette décision, et la procédure est en cours. Comme indiqué ci-dessus, Edison a cependant déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant notamment à une série d'appels d'offres.

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénale, ont été engagées. Les procédures sont toujours en cours.

Procédures administratives

- La province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. Puis, la Province a également ordonné à Edison SpA, considérée comme responsable de la pollution, le retrait des déchets présents sur ces terrains. Edison a fait appel tout d'abord devant le Tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'État italien. Après le rejet en

avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'État, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de cassation, le Conseil d'État et la Cour européenne des droits de l'Homme (CEDH). La procédure devant le Conseil d'État et celle devant la Cour de cassation ont été rejetées, celles devant la CEDH se poursuit.

- Edison a commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics.

Arbitrage

- En 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des représentations et garanties en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession.
- Fin juin 2021, la sentence du Tribunal arbitral, faisant largement droit aux demandes de Solvay Specialty Polymers Italy en relation avec les garanties environnementales consenties par Montedison dans le cadre du contrat de vente de la société Ausimont, signé en 2001, a condamné Edison à verser une indemnisation d'un montant de 91 millions d'euros pour la période allant de mai 2002 (date de clôture) à décembre 2016. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.
- L'appel d'Edison contre la décision arbitrale devant le Tribunal fédéral suisse de Lausanne a été rejeté en janvier 2022. La procédure d'exécution de la sentence arbitrale devant la Cour d'appel de Milan s'est clôturée le 24 janvier 2023 avec le rejet de l'action d'Edison. L'arrêt arbitral est donc exécutoire. Edison a fait appel du jugement devant la Cour de cassation et la date de l'audience n'a pas encore été fixée.
- Enfin, le Tribunal arbitral a reporté la quantification des dommages subis par Solvay Specialty Polymers Italy pour la période postérieure à décembre 2016 et des honoraires d'avocat supportés par les parties à une phase ultérieure de l'arbitrage, sauf accord amiable des parties. Une audience a eu lieu en septembre 2023. La décision définitive du tribunal a été communiquée aux parties le 20 janvier 2025 et Edison a été condamné à indemniser Solvay Specialty Polymers Italy d'environ 90 millions d'euros supplémentaires qui font l'objet d'une provision.

Deux procédures civiles :

- Le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement, la Région Abruzzes et la Présidence du Conseil des Ministres ont engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de pollution environnementale. En décembre 2024 un rapport de l'expertise technique judiciaire a été reçu et Edison a déposé en retour ses contre-arguments auprès du Tribunal. Les délais pour la conclusion de cette procédure ne sont pas connus et la procédure est toujours en cours.
- En 2023, une action en justice similaire a été intentée par la municipalité de Bussi sul Tirino pour obtenir l'indemnisation des dommages prétendument subis en relation avec la pollution survenue dans la zone. Les débats en sont à leur phase introductive.

21.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Depuis le 31 décembre 2024, le groupe EDF fait l'objet de deux procédures devant l'Autorité de la concurrence (plainte Plüm et plainte Xélan). Ces procédures sont en cours.

21.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1er août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours judiciaire fondé notamment sur des motifs d'inconstitutionnalité et d'inconventionnalité. Cette contribution a été mise en place dans le cadre du Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) adopté le 6 octobre 2022 par l'Union européenne. Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

21.6 Contentieux E-Pango

La société E-Pango a assigné EDF et également les sociétés RTE et Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris le 14 décembre 2023 aux fins d'obtenir la réparation intégrale du préjudice qui lui aurait été causé suite à la résiliation de l'Accord de Responsable d'Équilibre qu'elle avait conclu avec RTE ; cette résiliation ayant entraîné la suspension de son autorisation d'achat pour revente conduisant au basculement de ses clients en offre de secours dont EDF assure la fourniture à titre transitoire.

E-Pango considère que la résiliation de son Accord avec RTE a été effectuée de manière abusive et relève par ailleurs d'une véritable stratégie d'éviction de RTE, avec le concours d'Enedis et ce au bénéfice d'EDF.

E-Pango sollicite ainsi la réparation intégrale de son préjudice à hauteur d'environ 150 millions d'euros lié notamment à l'arrêt de son activité de fournisseur, la perte de valeur économique de son positionnement concurrentiel.

En parallèle, E-Pango a porté plainte devant l'Autorité de la concurrence, qui s'est déclarée incompétente par décision du 7 septembre 2023 pour statuer sur les pratiques anticoncurrentielles dénoncées par E-Pango. E-Pango a formé un recours devant la Cour d'appel de Paris.

L'audience devant le Tribunal de commerce de Paris s'est déroulée le 27 mai 2024 au cours de laquelle EDF (de même que Enedis et RTE) a demandé un sursis à statuer dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris. Le 2 juillet 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement ordonnant le sursis à statuer.

21.7 Contentieux indemnitaire ENGIE

La société ENGIE a assigné EDF ainsi que ses filiales Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et IZI Confort devant le Tribunal de commerce de Paris le 13 juin 2024, aux fins d'obtenir la réparation du préjudice qu'elle prétend avoir subi du fait de pratiques sanctionnées par l'Autorité de la concurrence au terme de la décision n°22-D-06 du 22 février 2022.

EDF conteste fermement le bien-fondé des demandes de la société ENGIE. La procédure devant le Tribunal de commerce est en cours.

21.8 Contrats de consultants - Enquête pénale

Le 28 juillet 2016, la Cour des comptes a transmis au Parquet national financier son rapport relatif à la politique des achats d'EDF. À la suite de la transmission de ce rapport, le Parquet national financier a ouvert une enquête préliminaire et chargé la Brigade de répression de la délinquance économique (BRDE) des investigations. En octobre 2023, Henri Proglio, Alain Tchernonog et EDF ont été cités à comparaître du 21 mai au 13 juin 2024 pour la commission d'un prétendu délit de favoritisme relatif au recrutement de consultants extérieurs (14 consultants). EDF a soulevé la prescription des poursuites et a contesté l'infraction alléguée.

À l'issue de l'audience, le Parquet a requis à l'encontre d'Henri Proglio une peine de deux ans d'emprisonnement et 200 000 euros d'amende et à l'encontre d'EDF la peine d'un million d'euros d'amende. Il n'a pas requis la peine complémentaire d'interdiction des marchés publics.

Par jugement rendu le 30 septembre, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus.

21.9 Litiges en matière sociale

EDF et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges en matière sociale. Le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe.

Par ailleurs, EDF et ses filiales en France font régulièrement l'objet de contrôles et vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF.

21.10 Arbitrage Venture Global

En 2017 Edison a signé avec la société américaine Venture Global LNG Inc un contrat pour l'exportation des États-Unis de gaz naturel liquéfié. Les premières livraisons étaient attendues pour l'année 2023.

À ce jour, en contradiction avec ses obligations contractuelles, Venture Global n'a toujours pas commencé la mise à disposition au profit d'Edison des volumes prévus et a plutôt choisi de vendre ce gaz à des tiers sur le marché de gros de court terme.

En réponse à cette décision, en mai 2023, Edison a engagé un arbitrage contre la société américaine. La demande d'indemnisation s'élève à environ 1 500 millions de dollars. L'audience devant le Tribunal arbitral s'est tenue en octobre 2024 et la décision est toujours en attente.

21.11 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs

Enedis a assigné la société ITRON le 30 juillet 2024 devant le Tribunal de Commerce de Nanterre en raison de défauts qu'elle a constatés en 2022 sur certains compteurs (PME-PMI) de ses clients. Cette assignation est assortie d'une demande indemnitaire d'environ 113 millions euros.

Note 22 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2024. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

22.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	22.1.1	70 464	64 201
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	22.1.2	17 984	17 605
Engagements donnés liés aux opérations de financement	22.1.3	6 004	6 043
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**94 452**	**87 849**

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

22.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Engagements d'achats de combustible et d'énergie[1]	45 895	43 548
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	24 222	20 103
Engagements de location en tant que preneur	347	550
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**70 464**	**64 201**

(1) Hors achats de gaz et services associés.

22.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées, qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé, avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2024, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2024					31/12/2023
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés	30 548	4 216	8 392	6 951	10 989	29 142
Achats d'autres énergies et de matières premières[1]	413	103	158	152	-	390
Achats de combustible nucléaire	14 934	2 331	6 482	4 498	1 623	14 016
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**45 895**	**6 650**	**15 032**	**11 601**	**12 612**	**43 548**

(1) Hors achats de gaz et services associés (voir note 22.1.1.4).

22.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité au 31 décembre 2024 proviennent principalement d'EDF Energy et d'EDF. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

L'évolution sur l'année est due principalement à une augmentation des volumes d'engagements d'achats chez EDF (SEI) du fait de nouveaux contrats, ainsi que d'un effet change positif chez EDF Energy, compensés partiellement par une baisse des prix de l'électricité projetés et des volumes contractés par EDF Energy.

D'autre part, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 48 TWh pour l'exercice 2024 (50 TWh pour 2023), dont 5 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2023), 20 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2023), 15 TWh au titre du photovoltaïque (14 Wh pour 2023) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2023).

22.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de combustible biomasse, utilisées par Dalkia dans le cadre de ses activités.

22.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

22.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2024, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	101	12	42	47	112
EDF	51	2	13	36	52

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour un volume maximal de 11,9 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles entre 3 et 20 ans selon les contrats.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 0,5 milliard de mètres cubes par an.

Edison a conclu en 2017 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an, soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel, pendant 20 ans) dont la livraison était prévue à partir de 2023. Suite à l'absence de livraisons de GNL, Edison a initié une procédure d'arbitrage à l'encontre de Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA) (voir note 21.10).

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 million de tonne de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans. EDF a également signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

Certains de ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non.

Contrats de services associés à l'activité gaz

Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée (voir note 17.2).

22.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2024, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	14 773	4 314	5 459	5 000	11 805
Engagements sur achats d'exploitation[1]	9 307	4 928	3 480	899	8 116
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	142	51	78	13	182
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION[2]	**24 222**	**9 293**	**9 017**	**5 912**	**20 103**

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 2 697 millions d'euros au 31 décembre 2024 (2 186 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2024, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, EDF, Edison et Framatome.

Leur évolution s'explique essentiellement par la reprise par EDF de garanties maison-mère octroyées à des clients d'Arabelle Solutions dans le cadre de l'acquisition le 31 mai 2024 des activités nucléaires de GE Vernova, pour 2 milliards d'euros.

22.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF Renouvelables	5 392	4 912
Edison	2 031	2 228
EDF	3 618	1 413
Framatome	971	977
EDF Energy	941	847
Autres entités	1 820	1 428
TOTAL	**14 773**	**11 805**

22.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	3 316	3 294
Framatome	1 572	1 724
Enedis	1 066	1 029
Arabelle Solutions	1 364	-
EDF Renouvelables	832	673
EDF Energy	404	380
Autres entités	753	1 016
TOTAL	**9 307**	**8 116**

22.1.1.2.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2024, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	**347**	**54**	**156**	**137**	**550**

Pour rappel, seuls subsistent en engagements hors bilan :

- les contrats exemptés de comptabilisation en application d'IFRS 16. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2024 s'établit à 105 millions d'euros (108 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- les contrats de location liés à des actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction). La reconnaissance du droit d'utilisation et de la dette locative au bilan se fera à la mise à disposition de l'actif loué. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2024 s'établit à 242 millions d'euros (442 millions d'euros au 31 décembre 2023) en baisse du fait notamment de la réception par le Groupe d'un navire en décembre 2024.

22.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2024, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 865	11 052	5 456	357	16 065
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	908	71	837	-	1 247
Autres engagements donnés liés aux investissements	211	148	17	46	293
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT(1)	**17 984**	**11 271**	**6 310**	**403**	**17 605**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 163 millions d'euros au 31 décembre 2024 (161 millions d'euros au 31 décembre 2023).

22.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	5 268	4 820
EDF Energy	4 476	4 662
Enedis	4 229	3 089
EDF Renouvelables	920	1 995
PEI	911	557
Framatome	600	572
Autres entités	461	370
TOTAL	**16 865**	**16 065**

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF SA pour 5,3 milliards d'euros (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, visites décennales et, pour un montant limité, au projet EPR 2), EDF Energy à hauteur de 4,5 milliards d'euros (principalement engagements liés à HPC) et Enedis pour 4,2 milliards d'euros.

S'agissant d'EPR 2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

L'augmentation des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels sur l'année 2024 est principalement liée au renouvellement, chez Enedis, du marché de fournitures des transformateurs HTA/BT assurant la liaison entre le réseau haute tension et le réseau basse tension et de câbles, et sur EDF, du lancement des travaux de construction de la centrale bioénergie du Ricanto, en Corse, portée par sa filiale PEI (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 22 novembre 2024) et des nouveaux contrats relatifs au programme des visites décennales des centrales nucléaires. A contrario, les engagements d'EDF Renouvelables diminuent compte tenu de l'avancement des projets qui étaient en cours de construction.

22.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

La diminution des engagements sur acquisition d'actifs financiers est principalement due à l'acquisition en 2024 des entrepôts logistiques de Nordic Logistics en Suède ainsi que dans l'opérateur de ferries Fjord1 en Norvège dans le cadre de la gestion des actifs dédiés à la sécurisation du financement de ses obligations nucléaires à long terme du Groupe en France.

D'autres engagements relatifs aux titres de participations sont non valorisables. Ils concernent principalement la Belgique : Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui prévoit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres *via* une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1er juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) dispose d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en août 2031. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre mai 2029 et août 2031.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2024, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est limitée.

22.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2024 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans Sinop Energia.

22.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2024 sont les suivants :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 656	1 250	418	1 988	3 760
Garanties financières données	1 195	73	617	505	1 216
Autres engagements donnés liés au financement	1 153	886	253	14	1 067
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT[1]	**6 004**	**2 209**	**1 288**	**2 507**	**6 043**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées données aux coentreprises pour un montant de 1 540 millions d'euros au 31 décembre 2024 (2 113 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables et EDF Trading.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF Renouvelables dans le cadre du financement de ses projets.

22.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation[1]	22.2.1	13 841	9 466
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	22.2.2	532	206
Engagements reçus liés aux opérations de financement[2]	22.2.3	15	13
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS		**14 388**	**9 685**

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 22.2.1.3)

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillées en note 18.4

22.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2024 sont les suivants :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	104	29	55	20	429
Engagements sur ventes d'exploitation	11 885	3 258	5 727	2 900	7 098
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 791	1 129	437	225	1 895
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	61	41	19	1	44
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**13 841**	**4 457**	**6 238**	**3 146**	**9 466**

22.2.1.1 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés), ainsi que des contrats de livraisons d'équipements (turbines et alternateurs) pour des centrales nucléaires chez Arabelle Solutions. La hausse significative des engagements de 4 787 millions d'euros s'explique essentiellement par l'entrée du carnet de commande d'Arabelle Solutions, dont l'acquisition a été finalisée le 31 mai 2024 et, par l'entrée en vigueur des contrats conclus par le Groupe pour le projet de centrales nucléaires au Royaume-Uni de Sizewell C, consolidé au sein du Groupe par mise en équivalence à partir du 31 décembre 2024 (voir note 3.1.3).

22.2.1.2 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement Framatome dans le cadre de contrats de fourniture et d'assistance technique pour des centrales nucléaires et EDF avec des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

22.2.1.3 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci- après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 120 TWh depuis la loi du 16 août 2022 (voir note 5.1.1).

22.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**532**	**360**	**-**	**172**	**206**

La hausse des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par 345 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie, d'un partenaire bancaire, dans le cadre d'une opération de mise en pension livrée de titres détenus par EDF.

22.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**15**	**3**	**12**	**-**	**13**

Note 23 Parties liées

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État[1]		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Chiffre d'affaires	913	1 112	-	-	3 058	3 514	3 971	4 626
Achats d'énergie	4 038	4 218	2	2	3 547	2 893	7 587	7 113
Achats externes	4	11	7	7	202	126	213	144
Actifs financiers	355	180	-	-	-	-	355	180
Autres actifs	724	952	-	-	659	672	1 383	1 624
Passifs financiers	-	-	-	-	1	-	1	-
Autres passifs non financiers	1 001	1 495	1	1	851	754	1 853	2 250

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la dette CSPE.

23.1 Transactions avec les entreprises associées du périmètre de consolidation

Les transactions avec les principales entreprises associées, CTE (société détentrice de RTE) et Taishan, sont présentées en note 12.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés qui ont une activité conjointe avec le Groupe, sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

23.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État

23.2.1 Relations avec l'État

Suite à la mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023 et au rachat des actions propres, l'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2024. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de Service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

23.2.2 Relations avec ENGIE

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus. L'Unité Médico-Sociale (UMS) reste la dernière entité mixte, au sein du service commun, à prester pour les deux distributeurs (Enedis et GRDF).

En ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, et suite à l'adoption de l'article 96 de la loi de finances pour 2022, le décret n°2023-554 du 30 juin 2023 portant modification simplifiée de la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse fixe la fin d'exploitation des réseaux de Gaz de Pétrole Liquéfié au 31 décembre 2038 et organise la fin progressive des usages à partir de 2024.

Par ailleurs un décret n° 2023-872 du 12 septembre 2023 acte les modalités de prise en charge partielle par l'État des coûts associés à la conversion des usages de gaz pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Les appels d'offres des concessions des villes d'Ajaccio et de Bastia ont été relancés après avoir été déclarés infructueux. Les réponses à appel d'offres par ENGIE sont en cours pour une attribution d'ici l'été 2025.

À ce stade, ces évolutions sont sans impact pour EDF mais une fois le renouvellement des concessions acté, EDF sera sollicitée pour travailler sur quelques secteurs tests afin de déterminer le planning d'abandon progressif du GPL sur les 15 prochaines années. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessiteront des investissements de renforcement des réseaux de distribution d'électricité.

23.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.1.1.1.

23.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2024 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 17,1 millions d'euros en 2024 (18,7 millions d'euros en 2023, ce montant intègre des bonus long terme conditionnés à l'atteinte de critères de performance sur la période 2022-2023). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 24 Événements postérieurs à la clôture

Le 6 janvier 2025, EDF a lancé l'émission de 1,9 milliard de dollars U.S. en trois tranches d'obligations senior, dont le règlement-livraison est intervenu le 13 janvier 2025, ainsi que 500 millions de dollars U.S. d'obligations senior verte, dont le règlement-livraison est intervenu le 20 janvier 2025 (*cf.* communiqués de presse du Groupe du 6 janvier 2025).

Note 25 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2024 :

	Réseau PWC		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 399	15,4	2 553	10,2
Entités contrôlées[1]	10 907	49,3	15 757	63,1
Sous-total	**14 306**	**64,7**	**18 310**	**73,3**
Certification des informations en matière de durabilité[2]				
EDF	1 000	4,5	1 000	4,0
Entités contrôlées[2]	-	-	336	1,4
Sous-total	**1 000**	**4,5**	**1 336**	**5,4**
Services autres que la certification des comptes (SACC)[3] et la certification des informations en matière de durabilité				
EDF	1 604	7,3	4 471	17,9
Entités contrôlées[1]	5 206	23,5	860	3,4
Sous-total	**6 810**	**30,8**	**5 331**	**21,3**
TOTAL	**22 116**	**100,0**	**24 977**	**100,0**

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) La réglementation CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe à compter de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir note 20). Les entités contrôlées correspondent à Edison et Électricité de Strasbourg qui émettent leur propre rapport de durabilité.

(3) Les prestations fournies couvrent les Services Autres que la Certification des Comptes (SACC) requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières (ii) l'émission de lettres de confort dans le cadre d'opérations de financement du Groupe (iii) des prestations rendues lors d'acquisitions ou cessions d'entités (iv) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (v) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2023

	Réseau PWC		Réseau KPMG		Réseau Deloitte	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés						
EDF	2 628	15,3	2 523	11,7	-	-
Entités contrôlées[1]	5 362	31,3	16 920	78,3	1 758	83,7
Sous-total	**7 990**	**46,6**	**19 443**	**89,9**	**1 758**	**83,7**
Services autres que la certification des comptes (SACC)[2]						
EDF	1 302	7,6	1 181	5,5	-	-
Entités contrôlées[1]	7 849	45,8	996	4,6	343	16,3
Sous-total	**9 151**	**53,4**	**2 176**	**10,1**	**343**	**16,3**
TOTAL	**17 141**	**100,0**	**21 620**	**100,0**	**2 101**	**100,0**

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les Services Autres que la Certification des Comptes (SACC) requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors d'acquisitions ou cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2024

À l'assemblée générale de la société Électricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« EDF », « la Société » ou « le Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2024, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité des risques et de l'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie "Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2024 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.3.4.2, 1.3.4.5, 15, 18.1 et 20 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2024, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 53 821 millions d'euros, dont 31 605 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 22 216 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et des derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.3.4.2 et 15.1 de l'annexe aux comptes consolidés. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les hypothèses retenues reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction, de gestion des combustibles usés, d'entreposage, d'évacuation et de stockage des déchets radioactifs. Elles tiennent également compte de l'évolution de principaux paramètres financiers d'inflation et d'actualisation. Comme chaque année, les charges encourues ainsi que les combustibles engagés sur la période sont également reflétés dans les variations de provisions.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la Société est tenue de constituer des actifs dits « dédiés » pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme. La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondantes au coût actualisé des obligations financées par ces actifs (notes 1.3.4.5, 15.1.2 et 18.1 de l'annexe aux comptes consolidés).

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements, d'avancement des travaux en lien avec les dépenses réalisées et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Les actifs dédiés comprennent (i) des actifs dits de rendement, composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ; (ii) des actifs dits de croissance, composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ; et (iii) des actifs dits de taux, composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Leur valeur de réalisation s'élève à 40 320 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 37 712 millions d'euros) au 31 décembre 2024.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés constitue un point clé de l'audit en raison :

- De la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes d'hypothèses et scénarios industriels de déconstruction, de retraitement du combustible usé et de stockage des déchets, de coûts, incertitudes et aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- Des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation de actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

Étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- Des marges pour risques et incertitudes intégrées aux provisions afin de tenir compte de la maturité des projets et du degré de maîtrise des techniques de démantèlement à mettre en œuvre ainsi que des risques spécifiques de réalisation identifiés ;
- Des effets de série et de mutualisation retenus dans le chiffrage du devis de déconstruction des centrales en exploitation et des éléments de retour d'expérience tirés de la préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021, en vue de leur transposition aux autres centrales.

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites dans la note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données et références de marché disponibles.

S'agissant des actifs dédiés, nous avons rapproché leur valeur de réalisation figurant dans la note 15.1.2.4 de l'annexe aux comptes consolidés avec les relevés des dépositaires, les valeurs boursières, ou le cas échéant, avec les évaluations réalisées par les experts externes mandatés par la Société et avons revu ces valorisations avec l'aide de nos experts.

Enfin, nous avons vérifié la concordance des données relatives à la détermination des provisions avec les états financiers et le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe, notamment la sensibilité de l'évaluation des provisions nucléaires à la variation des hypothèses macro-économiques et techniques (note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés).

Évaluation des goodwill et actifs incorporels et corporels des activités de production et de commercialisation

Notes 1.3.4.1, 1.3.4.4, 10 et 20.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2024, les goodwill et actifs incorporels et corporels (hors immobilisations de concessions) sont inscrits au bilan pour une valeur nette comptable de respectivement 7 108 millions d'euros et de 120 667 millions d'euros, représentant des montants significatifs dans les comptes consolidés du groupe.
Les notes 1.3.4.4 et 10.7 de l'annexe aux comptes consolidés décrivent les méthodologies retenues pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur et les modalités de mise en œuvre des tests de dépréciation. La note 20.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés décrit également la manière dont les enjeux climatiques sont pris en compte dans les tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT. Ils sont réalisés chaque année pour les UGT ou groupes d'UGT comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond généralement, pour ces UGT ou groupes d'UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection de flux de trésorerie futurs actualisés. Ces tests ont donné lieu, comme indiqué dans la note 10.7 de l'annexe aux comptes consolidés, à la comptabilisation d'une dépréciation totale de 1 835 millions d'euros en 2024, dont 1 116 millions d'euros au titre de l'actif nucléaire en cours de construction de Hinkley Point C (HPC) et 70 millions d'euros au titre du goodwill d'EDF Energy.
Nous avons considéré que l'évaluation des goodwill et actifs incorporels et corporels des activités de production et de commercialisation en France et au Royaume-Uni constitue un point clé de l'audit compte tenu :

- De leur importance au regard du bilan consolidé du groupe. Ils sont inscrits au bilan pour une valeur nette comptable respectivement de 3 723 millions d'euros et 92 957 millions d'euros ;

Réponses apportées

Nos travaux ont notamment consisté à :

- Examiner la détermination des UGT ou groupes d'UGT au niveau desquels les tests de dépréciation des goodwill et actifs incorporels et corporels sont réalisés ;
- Corroborer l'existence des indicateurs de perte de valeur ;
- Prendre connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et apprécier le caractère approprié du modèle de valorisation avec l'aide de nos spécialistes internes en valorisation ;
- Vérifier, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondent à celles préparées aux bornes des actifs compris dans ces UGT et qu'elles sont cohérentes avec (i) les données budgétaires et le Plan à Moyen Terme du Groupe pour les premières années et, au-delà, avec les hypothèses de long terme élaborées par le Groupe, (ii) les performances passées, et (iii) la durée d'exploitation attendue des actifs ;
- Examiner, par entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnections et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des experts de l'énergie et en en vérifiant la cohérence avec les objectifs européens en matière de décarbonation ;
- S'agissant de l'actif nucléaire en cours de construction HPC, apprécier le caractère approprié du calendrier du projet et l'estimation du coût de construction tels que retenus pour le test au regard des réalisations de la période. Nous avons notamment conduit des entretiens avec la direction du programme et la direction du groupe afin d'apprécier la gouvernance et le processus mis en œuvre et de prendre connaissance des évènements et réalisations de la période, ainsi que la mise à jour de l'analyse des risques opérationnels

- De la sensibilité des évaluations retenues aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles notamment en termes d'évolution des politiques de décarbonation et d'efficacité énergétique et des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction ;
- Des estimations et jugements que ces évaluations induisent de la part de la Direction.

- Vérifier, avec l'aide de nos spécialistes internes, les modalités de détermination des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes ;
- Comparer la valeur des actifs testés avec les données issues de la comptabilité ;
- Contrôler l'exactitude arithmétique des tests de dépréciation.

Enfin, nous nous sommes assurés que les notes 1.3.4.4, et 10.7 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et d'analyses de sensibilité.

Évaluation et comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France

Notes 1.3.4.8 et 9 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Des impôts différés actifs sur déficits reportables sont comptabilisés à hauteur de 6 151 millions d'euros au 31 décembre 2024. Ils intègrent un montant de 4 733 millions d'euros reconnu sur la perte du groupe d'intégration fiscale France au titre de 2022.
Comme indiqué dans la note 9 de l'annexe aux comptes consolidés, le Groupe calcule les impôts différés au niveau de chaque entité fiscale ou groupe fiscal et comptabilise des actifs d'impôts différés en date d'arrêté dès lors qu'il est jugé probable que l'entité fiscale ou le groupe fiscal concerné disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels des différences temporelles et des pertes fiscales reportables pourront s'imputer, selon un horizon prévisible. Au 31 décembre 2024, cet horizon est de 10 ans pour le groupe d'intégration fiscale France selon la politique du groupe de reconnaissance des impôts différés actifs.
Nous avons considéré l'évaluation et la comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France comme un point clé de l'audit, compte tenu de leur caractère significatif à la clôture de l'exercice, de l'importance des hypothèses utilisées pour apprécier leur caractère recouvrable et le bienfondé de leur comptabilisation, notamment au regard des bénéfices futurs imposables, et du jugement exercé par la Direction à cet égard.

Réponses apportées

Nos travaux ont consisté principalement, en incluant des spécialistes en fiscalité dans notre équipe d'audit, à :

- Étudier la documentation permettant à la Direction d'estimer la probabilité que le Groupe puisse utiliser dans un horizon de 10 ans ses pertes fiscales reportables générées à ce jour, notamment au regard de la capacité du groupe d'intégration fiscale France à dégager des bénéfices taxables futurs ;
- Prendre connaissance du processus d'élaboration du budget 2025 établi par la Direction et approuvé par le Conseil d'Administration et du plan à moyen terme 2026-2027 établi par la Direction et présenté au Conseil d'Administration, ainsi que des hypothèses sous-tendant la trajectoire financière interne au Groupe ;
- Apprécier la pertinence des modalités d'extrapolation des résultats fiscaux au-delà de l'exercice 2028 ;
- Comparer les projections de résultats des exercices antérieurs avec les résultats réels des exercices concernés, afin d'apprécier la fiabilité du processus d'élaboration des projections de résultats fiscaux ;
- Prendre connaissance du retournement des principales différences temporelles sur l'horizon des projections ;
- Apprécier le caractère approprié des informations données au titre de ces impôts différés actifs dans la note 9 de l'annexe aux comptes consolidés.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président Directeur Général. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société par l'assemblée générale du 6 juin 2005 pour le cabinet KPMG SA et du 28 juin 2023 pour le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit.

Au 31 décembre 2024, le cabinet KPMG SA était dans la 20ème année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 2ème année.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité des risques et de l'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité des risques et de l'audit

Nous remettons au Comité des risques et de l'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité des risques et de l'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité des risques et de l'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité des risques et de l'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Paris la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 20 février 2025

Les commissaires aux comptes

KPMG SA		PricewaterhouseCoopers Audit	
Marie GUILLEMOT	Jacques-François LETHU	Séverine SCHEER	Cédric HAASER

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

NOTE 1 Principes et méthodes comptables 569
1.1 Référentiel comptable 569
1.2 Jugements et estimations de la Direction 569

NOTE 2 Évènements et transactions significatifs 570
2.1 Développements dans le nucléaire 570
2.2 Opérations de financement 572
2.3 Autre développement 574

NOTE 3 Chiffre d'affaires 574
3.1 Évolutions réglementaires en France 575
3.2 Composition du chiffre d'affaires 578

NOTE 4 Subventions d'exploitation 579

NOTE 5 Dotations et reprises sur provisions et dépréciations 581

NOTE 6 Autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges 581

NOTE 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 583

NOTE 8 Impôts, taxes et versements assimilés 583

NOTE 9 Charges de personnel 584

NOTE 10 Dotations aux amortissements 584

NOTE 11 Résultat financier 585

NOTE 12 Résultat exceptionnel 585

NOTE 13 Impôt sur les bénéfices 586
13.1 Groupe fiscal 586
13.2 Impôt sur les sociétés 586
13.3 Situation fiscale différée et latente 586

NOTE 14 Immobilisations incorporelles 587

NOTE 15 Immobilisations corporelles 589

NOTE 16 Immobilisations financières 593
16.1 Variations des immobilisations financières 594
16.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 595
16.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 596
16.4 Relations avec les filiales 596
16.5 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) 597
16.6 Créances de l'actif immobilisé 597

NOTE 17 Stocks et en-cours 598

NOTE 18 Créances de l'actif circulant et disponibilités 599

NOTE 19 Valeurs mobilières de placement 600

NOTE 20 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 601

NOTE 21 Écarts de conversion-actif 602

NOTE 22 Variations des capitaux propres 602
22.1 Capital social 602
22.2 Distributions de dividendes 602

NOTE 23 Autres fonds propres 603

NOTE 24 Passifs spécifiques des concessions 604

NOTE 25 Provisions pour risques 605

NOTE 26 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 606
26.1 Provisions pour gestion des combustibles usés 608
26.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs 609
26.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 611
26.4 Provisions pour derniers cœurs 616
26.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité 616
26.6 Actifs dédiés 618

NOTE 27 Autres provisions pour déconstruction 621

NOTE 28 Provisions pour avantages du personnel 621
28.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 624
28.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 625
28.3 Actifs de couverture 625
28.4 Hypothèses actuarielles 625

NOTE 29 Provisions pour autres charges 626

NOTE 30 Passifs et actifs éventuels 626

NOTE 31 Dettes 628

NOTE 32 Dettes financières 629

32.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 630

32.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 630

NOTE 33 Écarts de conversion-passif 630

NOTE 34 Instruments financiers 631

34.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières 632

34.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat 633

34.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 633

NOTE 35 Autres engagements et opérations hors bilan 633

35.1 Engagements donnés 634

35.2 Engagements reçus 635

35.3 Autres natures d'engagements 635

NOTE 36 Informations concernant les entreprises et parties liées 635

36.1 Relations avec l'État 635

36.2 Relations avec ENGIE 635

36.3 Relations avec les entreprises du secteur public 636

NOTE 37 Rémunération des mandataires sociaux 636

NOTE 38 Évènements postérieurs à la clôture 637

38.1 Émission d'obligations senior vertes « Formosa » pour un montant nominal de 500 millions de dollars U.S. 637

38.2 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 1,9 milliard de dollars U.S. 637

38.3 Émission additionnelles d'obligations sur des souches obligataires existantes pour un total de 480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling 637

38.4 Émission d'obligations vertes senior multi-tranches pour un montant nominal de 750 millions de dollars canadiens (CAD) 637

Compte de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2024		2023	
Chiffre d'affaires	3		**72 335**		**90 291**
Chiffre d'affaires en France		58 805		70 552	
Chiffre d'affaires à l'étranger		13 530		19 739	
Production stockée et immobilisée			**1 906**		**1 763**
Subventions d'exploitation	4		**6 928**		**14 198**
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	5		**3 188**		**4 873**
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	6		**1 244**		**1 295**
I Total Produits d'exploitation			**85 601**		**112 420**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	7		**48 188**		**71 386**
Achats consommés de combustibles		3 118		5 541	
Achats d'énergie		25 954		46 812	
Achats de services et autres achats consommés de biens		19 116		19 033	
Impôts, taxes et versements assimilés	8		**2 466**		**2 370**
Charges de personnel	9		**7 475**		**7 071**
Dotations d'exploitation			**11 805**		**9 879**
Dotations aux amortissements des immobilisations	10	4 989		4 540	
Dotations aux provisions et dépréciations	5	6 816		5 339	
Autres charges d'exploitation	6		**3 612**		**3 500**
II Total Charges d'exploitation			**73 546**		**94 206**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)			**12 055**		**18 214**
III Quotes parts de résultat sur opérations faites en commun			**-**		**-**
IV Résultat financier	11		**(1 810)**		**(8 945)**
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)			**10 245**		**9 269**
V Résultat exceptionnel	12		**703**		**272**
VI Impôts sur les bénéfices	13		**(1 083)**		**(1 831)**
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)			**9 865**		**7 710**

Bilan

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024 Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	31/12/2023 Montants nets
Immobilisations incorporelles	14	**4 201**	**2 799**	**1 402**	**1 519**
Immobilisations incorporelles en cours	14	**2 908**	**10**	**2 898**	**1 929**
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	**103 752**	**71 010**	**32 742**	**31 312**
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	**16 988**	**10 087**	**6 901**	**6 864**
Immobilisations corporelles en cours	15	**23 590**	**32**	**23 558**	**22 726**
Participations et créances rattachées		64 691	14 303	50 388	50 749
Titres immobilisés		25 769	814	24 955	24 803
Prêts et autres immobilisations financières		42 333	169	42 164	36 537
Immobilisations financières	16	**132 793**	**15 286**	**117 507**	**112 089**
I Total Actif immobilisé		**284 232**	**99 224**	**185 008**	**176 439**
Stocks et en-cours	17	**13 661**	**562**	**13 099**	**13 320**
Avances et acomptes versés sur commandes	18	**925**	**-**	**925**	**753**
Créances d'exploitation	18	**19 731**	**432**	**19 299**	**18 966**
Valeurs mobilières de placement	19	**16 386**	**265**	**16 121**	**19 507**
Instruments de trésorerie	18	**4 151**	**-**	**4 151**	**2 759**
Disponibilités	18-20	**6 023**	**-**	**6 023**	**8 147**
Charges constatées d'avance	18	**1 028**	**-**	**1 028**	**1 137**
II Total Actif circulant		**61 905**	**1 259**	**60 646**	**64 589**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**236**	**-**	**236**	**231**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**908**	**385**	**523**	**481**
Écarts de conversion - Actif (V)	21	**1 363**	**-**	**1 363**	**1 187**
TOTAL DE L'ACTIF (I + II + III + IV + V)		**348 644**	**100 868**	**247 776**	**242 927**

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Capital		**2 084**	**2 084**
Primes liées au capital social		**24 071**	**24 085**
Écarts de réévaluation		**694**	**693**
Réserves			
Réserve légale		208	194
Autres réserves		2 970	2 970
Report à nouveau		**(14 751)**	**(22 461)**
Résultat de l'exercice		**9 865**	**7 710**
Acomptes sur dividendes		**-**	**-**
Subventions d'investissement		**265**	**209**
Provisions réglementées		**5 502**	**5 636**
Total Capitaux propres	22	**30 908**	**21 120**
Autres fonds propres	23	**10 188**	**11 979**
Passifs spécifiques des concessions	24	**2 592**	**2 515**
Total I Fonds propres		**43 688**	**35 614**
Provisions pour risques	25	**1 205**	**1 231**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	26	53 821	48 220
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	27	1 133	1 018
Provisions pour avantages du personnel	28	12 729	12 535
Provisions pour autres charges	29	721	818
Provisions pour charges		**68 404**	**62 591**
Total II Provisions		**69 609**	**63 822**
Dettes financières	31-32	**73 706**	**80 663**
Avances et acomptes reçus	31	**2 924**	**2 520**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	31	**51 153**	**53 718**
Instruments de trésorerie	31	**3 296**	**2 913**
Produits constatés d'avance	31	**3 140**	**3 367**
Total III Dettes	31	**134 219**	**143 181**
Écarts de conversion - Passif (IV)	33	**260**	**310**
TOTAL DU PASSIF (I + II + III + IV)		**247 776**	**242 927**

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)		Notes	2024	2023
Opérations d'exploitation				
Résultat avant impôts sur les bénéfices			10 948	9 541
Amortissements et provisions			11 989	13 507
Plus-values ou moins-values de cessions			109	62
Produits et charges financiers			(2 209)	126
Variation du besoin en fonds de roulement [1]			(2 164)	(2 709)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation			**18 673**	**20 527**
Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus* [2]			1 946	(217)
Impôts sur le résultat payés			(1 559)	(1 738)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**(A)**		**19 060**	**18 572**
Opérations d'investissement				
Investissements corporels et incorporels [3]			(8 158)	(6 807)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles			15	13
Variation d'actifs financiers [4]			(2 662)	(2 905)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(B)**		**(10 805)**	**(9 699)**
Opérations de financement				
Émissions d'emprunts et conventions de placements [5]			16 768	34 286
Remboursements d'emprunts et conventions de placements [5]			(25 691)	(41 565)
Dividendes versés		22	-	-
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais		23	511	724
Dépôts et cautionnements		32	(1 732)	(1 100)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession			32	37
Subventions d'investissement reçues		22	65	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**(C)**		**(10 047)**	**(7 618)**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(A)+(B)+(C)**		**(1 792)**	**1 255**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE [6]		20	**(303)**	**(1 466)**
Incidence des variations de change			(76)	(92)
Incidence des reclassements et variations de juste valeur			10	-
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie*			-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [6]		20	**(2 161)**	**(303)**

* *Au 31 décembre 2024, les « produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie » qui étaient présentés de façon distincte dans les éléments en rapprochement ont été reclassés au sein des « frais financiers nets décaissés » pour un montant de 445 millions d'euros (240 millions d'euros au 31 décembre 2023). L'information comparative de l'exercice 2023 a été retraitée en conséquence.*

(1) La variation du besoin en fonds de roulement sur l'exercice 2024 s'explique principalement par un déficit de compensation de CSPE pour EDF conduisant à constater une créance de CSPE au 31 décembre 2024 pour 792 millions d'euros contre une dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir notes 18 renvoi (2) et 31 renvoi (4)).

(2) La variation s'explique principalement par la hausse des dividendes reçus (voir note 11).

(3) La variation s'explique principalement par le développement du projet EPR 2 (voir notes 14 renvoi (3) et 15 renvoi (2)).

(4) En 2024, la variation des actifs financiers s'explique principalement par une hausse des prêts accordés aux filiales pour (4,9) milliards d'euros, un dépôt de garantie versé par EDF à Enedis pour (0,7) milliard d'euros (voir note 16.6 renvoi (4)) et des prises de participations pour (3,1) milliards d'euros retraitées des dépréciations transférées à EDF dans le cadre de la TUP Arabelle Holding pour 1,5 milliard d'euros (voir note 16.1 renvoi (1)). Cette hausse de (7,2) milliards d'euros est compensée partiellement par la diminution du portefeuille d'obligations de 5,1 milliards d'euros (voir note 19).

(5) En 2024, des opérations de mises en pension de titres obligataires ont été réalisées pour 2 943 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursements pour (5 922) millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts.

Hormis ces opérations, la variation en 2024 des postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représente une diminution de (5 944) millions d'euros.

Cette variation résulte notamment des remboursements d'emprunts obligataires et d'emprunts auprès d'établissements de crédit pour (15 517) millions d'euros (voir note 32) et des remboursements de titres de créances négociables en euros nets d'émission pour (2 068) millions d'euros (voir note 32) compensés par des émissions d'obligations sénior multi-tranches pour 6 676 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.9 et 2.2.10) et l'octroi de lignes de crédit bilatérales pour 6 981 millions d'euros (voir note 32). De plus, EDF a exercé son option de rachat au 5 juillet 2024 des titres subordonnés à durée indéterminée émis en octobre 2018 pour un montant en nominal de (1 250) millions d'euros (voir note 2.2.4).

(6) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les titres de créances négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie avec les postes de bilan est présentée dans la note 20.

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris) qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'Outre-Mer.

Les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 20 février 2025. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale.

Note 1 Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général en vigueur à date. Il est également fait application de la mise à jour en novembre 2021 de la « Recommandation ANC n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages ».

Les conventions comptables d'établissement et de présentation des comptes sociaux ont été appliquées dans le respect du principe de prudence, conformément aux hypothèses de base suivantes :

- continuité de l'exploitation ;
- permanence des méthodes comptables d'un exercice à l'autre ;
- indépendance des exercices.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2023 et tiennent compte d'une application à compter du 1er janvier 2024 du règlement ANC n° 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques.

Par ailleurs, EDF n'a pas fait d'application anticipée au 31 décembre 2024 du règlement ANC n° 2022-06 relatif à la présentation des états financiers.

1.2 Jugements et estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

Les principaux éléments sur lesquels EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivants :

1.2.1 Durées d'amortissement des centrales nucléaires

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires, la stratégie industrielle d'EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1er semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Sur le palier 900 MW, 21 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4e visite décennale dont Bugey 3, Gravelines 2, Dampierre 3, Blayais 2, Chinon B1, Tricastin 4, Gravelines 4, Dampierre 4 et Blayais 3 en 2024. Une VD4 est en cours de réalisation (Cruas 3).

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et de Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

S'agissant de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 50 ans, deux instructions sont en cours :

- 5e réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN en juin 2023 et l'ASN a transmis sa position sur ce dossier en novembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. À l'issue de l'instruction, l'ASN prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MW pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5e réexamen.
- Instruction durée de fonctionnement : une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023 pour tous les paliers. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASN qui prendra position fin 2026 après une phase d'expertise et d'instruction respectivement en 2025 et 2026.

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2024 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers d'EDF (voir note 26).

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 26.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion des combustibles usés et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et d'investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.2.3 Engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2024 sont détaillées en note 28.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2024 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.4 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.2.5 Pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. EDF révise par conséquent ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour (voir note 15).

1.2.6 Provisions sur titres de participation

À chaque clôture, les titres de participation sont évalués à leur valeur d'utilité. Ils font l'objet d'une dépréciation lorsque cette dernière devient inférieure à leur valeur nette comptable.

La valeur d'utilité est déterminée en fonction de la valeur de la quote-part des capitaux propres consolidés de la filiale à la fin de l'exercice et le cas échéant, en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs qu'elle génère.

Dans ce dernier cas, les tests de dépréciation des titres de participation sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, des matières premières, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (voir note 16).

Note 2 Évènements et transactions significatifs

2.1 Développements dans le nucléaire

2.1.1 EPR de Flamanville 3

Sur l'exercice 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

L'attestation de conformité de l'ensemble chaudière nucléaire a été obtenue le 7 mai 2024, cette dernière était un préalable aux opérations de chargement des éléments combustibles dans la cuve du réacteur. Elle marque également l'achèvement et la conformité du chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal (CSP).

À la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur.

Une fois cette opération achevée, le couvercle de cuve a été fermé le 26 mai de manière à permettre la montée progressive en température et en pression des circuits puis la réalisation des essais de puissance. Les équipes d'EDF ont ainsi mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire.

La première divergence a été réalisée le 3 septembre 2024. L'unité de production a été connectée au réseau électrique le 21 décembre 2024 à l'atteinte de 17 % de Puissance Nominale correspondant au jalon « couplage » et poursuivra sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de Puissance Nominale.

Le 31 janvier 2025, l'ASN a donné son autorisation pour le franchissement du palier de 25 % de Puissance Nominale. La montée au palier de 80 % fera également l'objet d'une autre autorisation préalable de l'ASN.

Pour rappel, dans sa décision du 16 mai 2023, l'ASN a autorisé l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète (« VC1 ») qui devrait commencer à l'issue du 1er cycle d'exploitation de la tranche.

2.1.2 Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD4 900 et 1 300 et le lancement de la phase études de la VD5 900, pour un montant d'investissements sur cette période, réestimé à 36,1 milliards en euros courants, soit 32,0 milliards d'euros$_{2021}$.

En 2024, le montant total des investissements s'élève à 5,2 milliards d'euros. Ces montants incluent le coût des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte estimé à 1,3 milliard d'euros courants (1,2 milliard d'euros$_{2021}$) sur la période 2022-2025.

2.1.3 Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, un phénomène de corrosion sous contrainte a été identifié sur des portions de tuyauteries des circuits auxiliaires au circuit primaire principal du réacteur. EDF a aussitôt engagé la réalisation de contrôles et d'expertises sur les 4 paliers de réacteurs, qui composent le parc nucléaire français (900 MW, 1 300 MW-P4, 1 300 MW-P'4 et N4).

Les examens réalisés en 2022 ont permis de définir une première caractérisation de la sensibilité à la corrosion sous contrainte des 56 réacteurs du parc nucléaire et le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la corrosion sous contrainte s'est terminé au 1er trimestre 2024.

Les contrôles prévus ont été réalisés en totalité et ont confirmé le classement de sensibilité des réacteurs et le risque spécifique lié aux soudures réparées. Les contrôles réalisés sur celles-ci ont identifié quelques cas de suspicion de corrosion sous contrainte qui ont entraîné une dizaine de chantiers de remplacement complémentaires en 2024. Les contrôles sont réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance, aucun arrêt supplémentaire ou dédié n'a eu lieu sur 2024.

EDF a transmis à l'ASN fin 2024 sa stratégie de suivi et de maintenance, sur laquelle une position ASN est attendue courant 2025.

2.1.4 Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C

Le 23 janvier 2024, le groupe EDF a annoncé la réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs. Le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu vers la fin de la décennie. Le coût du génie civil et la révision du planning de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de la révision du coût de construction et du planning réalisée en janvier 2024.

Le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 milliards de livres sterling$_{2015}$ et 34 milliards de livres sterling$_{2015}$ selon les cas de figure. Dans le scénario de calendrier avec un an supplémentaire, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.

Pour rappel, les conséquences de ces révisions de calendrier et de coûts avaient conduit EDF à déprécier de façon complémentaire les titres EDF International (holding détenant EDF Energy portant le projet Hinkley Point C) à hauteur de 7 013 millions d'euros en 2023 (2 650 millions d'euros en 2022) (voir note 16.1 renvoi (4)).

La construction s'est poursuivie en 2024 avec, en particulier :

- le démarrage de l'installation des échangeurs thermiques des diesels de l'unité 1 ;
- l'installation de la piscine de transfert et de la piscine dans le bâtiment réacteur de l'unité 2 ;
- la pose du troisième rondeau du liner de confinement de l'unité 2 ;
- l'installation de la cuve dans le bâtiment réacteur de l'unité 1 ;
- l'installation du stator dans la salle des machines de l'unité 1.

L'engagement de financement donné par les actionnaires a été consommé et depuis le quatrième trimestre 2023, en application des accords, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire. Depuis cette date, le groupe EDF assume seul le financement du projet.

En 2024, la valeur d'utilité d'EDF Energy s'est améliorée. Dans le cadre de la valorisation des titres EDF International, cette augmentation de la valeur d'utilité ne compense que partiellement le recul des marges de valeur positives des unités génératrices de trésorerie installées en Italie, et la baisse de la valeur d'utilité des filiales installées aux États-Unis (voir note 16.1. renvoi (4)).

2.1.5 EDF acquiert la participation minoritaire de Assystem au capital de Framatome

Le 25 janvier 2024, EDF a acquis les 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome pour 206 millions d'euros y compris frais d'acquisition (voir note 16.1 renvoi (1)).

Cette acquisition conduit EDF à porter sa participation dans le groupe Framatome à 80,5 % à compter de la date de réalisation de l'opération.

2.1.6 EDF acquiert les activités nucléaires de GE Steam Power auprès de GE Vernova

À la suite de la signature le 4 novembre 2022 d'un protocole d'accord avec General Electric et à la levée de l'ensemble des conditions suspensives, en particulier l'obtention des autorisations réglementaires requises, l'acquisition des activités de GE Vernova portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (anciennement GE Steam Power) a été réalisée le 31 mai 2024.

Ces activités ont pour objet notamment la fourniture d'équipements pour l'îlot conventionnel des nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Ces turbines à vapeur peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor*). Cette transaction permet au groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets et de s'enrichir de technologies et de compétences clés pour la filière nucléaire et la sécurité énergétique européenne.

Ces activités emploient environ 3 300 collaborateurs et sont situées essentiellement en France, au Royaume-Uni et en Inde.

L'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power s'est traduite chez EDF SA par :

- une prise de participation directe à 100 % dans la société Arabelle Holding, portant les activités françaises du sous-groupe Arabelle ;
- une prise de participation indirecte par l'intermédiaire des holdings Arabelle Solutions et EDF International détenues à 100 % par EDF SA, portant les activités étrangères du sous-groupe Arabelle.

L'acquisition de la participation d'EDF SA dans Arabelle Holding est intervenue le 31 mai 2024. À cette occasion, EDF SA s'est trouvée être détenteur de 722 479 176 actions, représentant 100 % du capital de la société Arabelle Holding pour un montant de 592 millions d'euros y compris frais d'acquisition.

Le 17 décembre 2024, une opération de transmission universelle du patrimoine de la société Arabelle Holding a été rendue effective au bénéfice d'EDF SA, à l'issue du délai d'opposition des créanciers.

EDF SA a donc procédé à l'annulation des actions Arabelle Holding pour un montant de 592 millions d'euros y compris frais d'acquisition en contrepartie d'un actif net transféré en valeur nette comptable, repris ainsi au bilan d'EDF SA :

- la reprise à l'actif du bilan de la détention à 100 % des titres de participation Arabelle Solutions France pour une valeur nette de 529 millions d'euros (2 057 millions d'euros en valeur brute et (1 528) millions d'euros au titre de la dépréciation associée) (voir notes 16.1 renvois (1) et (4) et 16.2 renvoi (5)) ;
- la reprise à l'actif du bilan de la détention à 100 % des titres de participation Arabelle Electronics France pour une valeur nette de 41 millions d'euros (42 millions d'euros en valeur brute et (1) million d'euros au titre de la dépréciation) (voir notes 16.1 renvois (1) et (4) et 16.2 renvoi (5)) ;

- la reprise au passif d'un tirage sur une ligne de crédit souscrite auprès de la société Arabelle Solutions France pour une valeur de 93 millions d'euros (voir notes 31 renvoi (4) et note 16.4 renvoi (3)) ;
- la reprise à l'actif du bilan de différents postes divers pour 1 million d'euros ;
- la comptabilisation d'un mali technique de (114) millions d'euros en charge d'impôt sur les bénéfices.

Au 31 décembre 2024, EDF a, par ailleurs, dans le cadre de la détermination de sa charge d'impôt sur les bénéfices due au titre de l'exercice 2024, intégré une économie d'impôt sur les bénéfices à hauteur de 115 millions d'euros résultant de l'imputation intégrale du déficit d'ensemble d'Arabelle Holding transféré sur agrément à EDF. Ces déficits d'un montant de 445 millions d'euros ont fait l'objet d'une valorisation à hauteur du taux d'impôt sur les bénéfices en vigueur au 31 décembre 2024 (25,83 %) soit 115 millions d'euros. Aussi, l'impact final de l'économie d'impôt sur le résultat net comptable d'EDF s'élève à 1 million d'euros, correspondant à l'écart entre l'économie d'impôt effectivement réalisée (115 millions d'euros) et le mali technique (114 millions d'euros).

Par ailleurs, la réalisation de cette opération a également eu des impacts à hauteur de 3 148 millions d'euros sur les engagements hors bilan d'exploitation donnés et reçus (voir notes 35.1.2 et 35.2.1).

2.1.7 EDF réévalue à la hausse l'estimation de production nucléaire en France pour 2024

La production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 361,7 TWh, confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 340 et 360 TWh à une fourchette comprise entre 358 et 364 TWh) annoncée par EDF le 11 décembre 2024.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 050 millions d'USD.

Le 15 avril 2024, EDF a réalisé une émission d'obligations senior en trois tranches, pour un montant nominal total de 2 050 millions de dollars U.S. (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 650 millions de dollars U.S., d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,650 % ;
- Obligation de 650 millions de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,950 % ;
- Obligation de 750 millions de dollars U.S., d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,000 %.

Le règlement-livraison est intervenu le 22 avril 2024, date à laquelle ces Obligations USD ont été admises aux négociations sur l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange.

2.2.2 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 750 millions de CAD

Le 13 mai 2024, EDF a levé 750 millions de CAD en deux tranches d'obligations senior (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 350 millions de CAD, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,379 % ;
- Obligation de 400 millions de CAD, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,777 %.

Le règlement-livraison des Obligations CAD est intervenu le 17 mai 2024.

2.2.3 Émission de prêts bancaires verts dédiés au financement du parc nucléaire existant pour un montant d'environ 5,8 milliards d'euros

Le 13 mai 2024, EDF a signé des prêts bancaires verts pour un montant total d'environ 5,8 milliards d'euros [1] (voir note 32 renvoi (2)). Ces prêts, d'une maturité comprise entre 3 et 5 ans, ont été conclus avec de grandes banques internationales dont BNP Paribas, Bank of America, Crédit Agricole CIB [2], ING, Natixis CIB, Société Générale, Wells Fargo.

Les fonds prêtés sont dédiés au refinancement des investissements dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF [3]. Ces investissements sont alignés avec la taxonomie européenne.

Premier producteur d'électricité sans émission directe de CO_2 au monde [4], EDF s'appuie sur son parc nucléaire à côté de ses capacités hydrauliques et renouvelables pour permettre la décarbonation de ses clients, et ainsi contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050. Avec 34 g CO_2/kWh d'intensité carbone à fin mars 2024, le groupe EDF établit un nouveau record, et conforte sa trajectoire de réduction d'émissions de CO_2, rehaussée en novembre 2023, en ligne avec un scénario de réchauffement de + 1,5 °C [5].

Par ailleurs, EDF a signé un prêt bancaire de 300 millions d'euros, d'une maturité de 5 ans, destiné au financement de ses besoins généraux (voir note 32 renvoi (2)).

2.2.4 Exercice de l'option de remboursement de souches d'obligations hybrides

EDF a annoncé le 5 juin 2024 son intention d'exercer son option de remboursement des Obligations hybrides émises le 4 octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros.

Ces Obligations ont fait l'objet d'un remboursement anticipé le 5 juillet 2024, conformément aux termes et conditions des obligations contenus dans le prospectus (voir note 23).

Conformément à l'annonce du 10 septembre 2024, EDF a également annoncé le 18 décembre 2024 son intention d'exercer son option de remboursement des Obligations hybrides émises le 25 janvier 2013 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros. Ces obligations ayant fait l'objet d'un remboursement anticipé au 29 janvier 2025, EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2024 un montant de 1 250 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir notes 23 et 32 renvoi (4)).

2.2.5 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 3 milliards d'euros

EDF a levé le 11 juin 2024, 3 milliards d'euros en trois tranches d'Obligations vertes senior (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,125 % ;
- Obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- Obligation de 1,250 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,750 %.

(1) Dont une partie en dollars.
(2) Dont la prolongation du prêt vert signé en octobre 2022.
(3) Le *Framework* est disponible sur le site d'EDF dans la section Finance Durable.
(4) Source ENERDATA 2022 – *benchmark* annuel des producteurs d'électricité.
(5) Cf. évaluation de la trajectoire faite par Moody's, MSCI et TPI.

Le produit net des Obligations a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF [1] et alignés avec la taxonomie européenne, comme suit :

- La tranche à 7 ans dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France ;
- La tranche à 12 ans dans les projets d'énergies renouvelables et les projets hydroélectriques ;
- La tranche à 20 ans dans la distribution d'électricité liée notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique.

Le règlement-livraison est intervenu le 17 juin 2024, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

2.2.6 Émission d'obligations vertes senior multi-tranches pour un montant nominal de 310 millions de francs suisses

EDF a levé le 21 août 2024, 310 millions de francs suisses en deux tranches d'Obligations vertes senior (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,5650 % ;
- Obligation de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 1,7425 %.

Le produit net des Obligations a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF [1] et alignés avec la taxonomie européenne dans les projets d'énergies renouvelables et les projets hydroélectriques.

Cette opération s'inscrit dans la stratégie d'EDF visant à financer sa transition énergétique et à contribuer à l'objectif de neutralité carbone d'ici à 2050.

2.2.7 Émission d'obligations hybrides vertes multi-tranches pour un montant nominal de 1,15 milliard d'euros et de 500 millions de livres sterling

EDF a levé le 10 septembre 2024 de nouvelles Obligations perpétuelles super-subordonnées vertes (voir note 23) :

- Obligation de 500 millions d'euros, avec un coupon initial de 5,125 % jusqu'en 2029 et une option de remboursement à 5,25 ans au gré d'EDF ;
- Obligation de 650 millions d'euros, avec un coupon initial de 5,625 % jusqu'en 2032 et une option de remboursement à 8 ans au gré d'EDF ;
- Obligation de 500 millions de livres sterling, avec un coupon initial de 7,375 % jusqu'en 2035 et une option de remboursement à 11 ans au gré d'EDF (603 millions d'euros en contre-valeur de livres sterling au 31 décembre 2024).

Cette opération s'inscrit dans la stratégie d'EDF visant à financer sa transition énergétique et à contribuer à l'objectif de neutralité carbone d'ici à 2050. En effet, le produit net des nouveaux titres sera affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF[1] et alignés avec la taxonomie européenne notamment dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

2.2.8 EDF lance une offre de rachat portant sur deux souches existantes d'obligations hybrides

EDF a lancé le 10 septembre 2024, des offres contractuelles de rachat visant :

- les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 1 000 millions d'euros ;
- les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 250 millions de livres sterling ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 1 250 millions de livres sterling, qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

EDF a annoncé le 18 septembre 2024, les résultats définitifs de ses offres de rachat, l'ayant conduit à cette date à procéder à :

- un rachat partiel à hauteur de 621,3 millions de livres sterling au titre de la souche initiale d'un montant de 1 250 millions de livres sterling émise en janvier 2013, soit une valeur nominale résiduelle nette du rachat de 628,7 millions de livres sterling au 31 décembre 2024 (758 millions d'euros en contre-valeur de livres sterling) (voir note 23) ;
- un rachat partiel à hauteur de 498,7 millions d'euros au titre de la souche initiale d'un montant de 1 000 millions d'euros émise en janvier 2014, soit une valeur nominale résiduelle nette du rachat de 501,3 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 23).

2.2.9 Émission d'obligations senior multi-tranches dites « Samouraï » pour un montant nominal de 35,8 milliards de yens

Le 18 octobre 2024, EDF a levé 35,8 milliards de yens en deux tranches d'Obligations senior « Samouraï » (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 28,3 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,172 % ;
- Obligation de 7,5 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,423 %.

Cette opération s'inscrit dans la stratégie d'EDF, pleinement engagée dans la construction du système électrique bas carbone de demain, tout en permettant le refinancement d'échéances à venir.

2.2.10 Émission d'obligations senior pour un montant nominal de 500 millions de livres sterling

Le 31 octobre 2024, EDF a levé 500 millions de livres sterling *via* l'émission d'obligations senior d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,5 % (voir note 32 renvoi (1)).

Un montant égal au produit net de l'émission a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements réalisés dans la construction des deux réacteurs de type EPR sur le site d'Hinkley Point C au Royaume-Uni, dans le Somerset, d'une capacité totale de 3,26 GW.

Ces réacteurs, dont l'analyse du cycle de vie est évaluée à moins de 6 g CO_2/kWh [2] contribueront de façon décisive à l'ambition du Royaume-Uni d'être « zéro émission nette » à l'horizon 2050. En attendant leur mise en service, la filiale du groupe EDF au Royaume-Uni produit déjà depuis 2023 une électricité sans émission directe de CO_2.

(1) Le *Framework* est disponible sur le site d'EDF dans la section Finance Durable.
(2) Cf. URD 2023 d'EDF, sections 1.2.3, 1.3.2 et 3.1.

2.2.11 EDF annonce la signature d'une facilité de crédit syndiquée de 6 millards d'euros indexée sur des indicateurs ESG

Le 29 novembre 2024, EDF a signé une facilité de crédit syndiquée pour un montant de 6 milliards d'euros pour une durée de cinq ans renouvelable deux fois pour une année. Son coût sera indexé sur trois indicateurs de performance du groupe EDF en matière de développement durable, en conformité avec les principes applicables aux crédits liés au développement durable (*Sustainability Linked Loans Principles*) de la *Loan Markets Association* :

- les émissions directes de gaz à effet de serre ;
- les émissions de CO_2 évitées ;
- les femmes parmi les dirigeants du groupe EDF.

Cette facilité de crédit est syndiquée auprès de 36 établissements bancaires. Elle vient remplacer les lignes de crédit syndiquées existantes de 4 milliards d'euros et de 1,5 milliard d'euros.

Cette facilité de crédit indexée sur des indicateurs ESG est en cohérence avec l'engagement d'EDF à œuvrer pour une transition énergétique juste et à contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

2.3 Autre développement

2.3.1 Projet d'entreprise

EDF a présenté à son Conseil d'administration « Ambitions 2035 », le projet d'entreprise du groupe EDF : son objectif est de bâtir le système électrique du futur au service des clients. La part de l'électricité doit doubler dans le mix énergétique mondial d'ici 2050 pour tenir des objectifs de décarbonation en développant des solutions de flexibilité permettant de faire face à l'intermittence des énergies renouvelables et aux besoins de consommation des clients. Avec ce projet, au service de la décarbonation de la France et des pays dans lesquels le Groupe opère, EDF confirme sa position de leader du secteur énergétique européen à horizon 2035 et souhaite mener la nouvelle révolution électrique et bâtir le système électrique de demain, pour offrir une électricité décarbonée, disponible et compétitive à ses clients.

Compte de résultat

Note 3 Chiffre d'affaires

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement de produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et de prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er janvier 2017.

Un mécanisme de capacité a ainsi été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe (voir note 3.1.).

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produits lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH est réputé intégrer une valeur capacitaire ;

- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE), soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères ;
  - acteurs obligés : répartition sur les 5 mois de la période de pointe (janvier à mars, novembre et décembre).
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stock de certificats de capacité par rapport à l'obligation, un passif est constaté à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

3.1 Évolutions réglementaires en France

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRVE)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix d'électricité plus stable que les prix de marché.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 avait autorisé le maintien des TRVE pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, au bénéfice des consommateurs, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, à condition, conformément à la directive 2019/944 concernant le marché intérieur de l'électricité, qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros (les tarifs bleus). Le seuil lié à la puissance a été supprimé à compter du 1er février 2025 en application de la loi 2024-330 du 11 avril 2024 et du décret 2025-49 du 15 janvier 2025. Ainsi, ces mêmes consommateurs pourront bénéficier des TRVE pour leurs sites ayant une puissance strictement supérieure à 36 kVA (les tarifs jaunes).

MOUVEMENTS TARIFAIRES

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a la charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1er janvier 2023 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Évolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Évolution des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
19/01/2023	+ 15 % TTC (+ 20 % HT)	+ 15 % TTC (+ 19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	+ 10 % TTC (+ 10 % HT)	+ 10 % TTC (+ 10 % HT)	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	+ 9,5 % TTC (+ 0,18 % HT)	+ 5,7 % TTC (- 3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	- 15 % TTC (- 22,61 % HT)	- 15,06 % TTC (- 22,67 % HT)	28/01/2025	01/02/2025

Dans une délibération du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne HT de 22,61 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 22,67 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2025. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 28 janvier 2025. Par ailleurs, un arrêté du 20 décembre 2024 a précisé les niveaux d'accise applicables à partir du 1er février 2025. Le cumul de ces évolutions a conduit à une baisse moyenne TTC de 15 % des tarifs bleus résidentiels et de 15,06 % des tarifs bleus non résidentiels.

Dans une délibération du 16 janvier 2025, la CRE a proposé les barèmes de prix des tarifs jaunes et verts applicables aux souscriptions pour des sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ces barèmes sont construits, comme pour les sites de puissances inférieures, par application de la méthode de construction « par empilement » des coûts, dont les principes sont décrits aux articles L. 337-6 et R. 337-19 du Code de l'énergie.

DISPOSITIF AMORTISSEUR ÉLECTRICITÉ

L'article 225 de la loi de finances n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 a prolongé et modifié pour l'année 2024 le dispositif d'« amortisseur électricité » institué initialement par l'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 dans le but d'accompagner, en 2023, les entreprises et les collectivités locales non éligibles au bouclier tarifaire.

Les décrets 2023-1421 et 2023-1422 du 30 décembre 2023 précisent les modalités d'application de l'amortisseur électricité pour 2024 : les clients éligibles bénéficient d'une réduction de prix de 75 % (100 % pour les Très Petites Entreprises) sur les volumes consommés sur le mois considéré (dans la limite de 90 % de leur consommation historique), calculée par différence entre le prix moyen de la part variable hors taxes et hors TURPE de leur contrat sur l'année 2024 et le prix d'exercice fixé à 250 €/MWh (230 €/MWh pour les Très Petites Entreprises).

TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

TURPE 6 DISTRIBUTION

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal Officiel de la République Française n° 0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil Supérieur de l'Énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1er août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

Dans sa délibération n° 2024-122 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1er août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1er août 2023 et de + 2,26 % au 1er août 2022, la CRE ayant fixé la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % dans sa délibération 2021-13 du 21 janvier 2021.

Par une lettre du 29 août 2024, publiée au Journal Officiel de la République Française le 31 août 2024, le ministre délégué auprès du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, chargé de l'industrie et de l'énergie, a demandé à la CRE une nouvelle délibération relative à l'évolution du TURPE, prenant mieux en compte les orientations de politique énergétique du Gouvernement notamment en termes de stabilité tarifaire, compte tenu de la baisse attendue des TRVE au 1er février 2025. La CRE a publié le 10 septembre 2024 la délibération n° 2024-158 dans laquelle elle considère que ses délibérations précédentes ne méconnaissent pas les orientations de politique énergétique et demande leur publication au Journal Officiel de la République Française par l'autorité administrative, en précisant que la date d'entrée en vigueur de ses nouvelles délibérations serait fixée au 1er novembre 2024, ce qui a été fait.

Dans sa délibération 2025-08 du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une hausse exceptionnelle du niveau moyen du TURPE Distribution de + 7,7 % au 1er février 2025. Cette évolution vise à anticiper l'apurement du CRCP (Compte de Régularisation des Charges et Produits) d'Enedis constitué lors des premières années de TURPE 6. Cette anticipation a vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur au 1er août 2025.

TURPE 7 DISTRIBUTION

La CRE a publié le 4 février 2025 sa délibération n° 2025-40 portant projet de décision sur le TURPE 7 Distribution. La CRE y fixe un niveau de marge sur actif de 2,5 %, une rémunération complémentaire des capitaux propres de 2,9 % et une rémunération des emprunts financiers de 2,1 % pour la période TURPE 7. Compte tenu des charges à couvrir, la CRE indique que l'évolution exceptionnelle de 7,7 % au 1er février 2025 doit permettre de couvrir les charges prévisionnelles de la période tarifaire sans évolution au 1er août 2025 et avec des évolutions proches de l'inflation pour les 1ers août 2026, 2027 et 2028, sur la base des éléments connus à date. Dans l'hypothèse d'un transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État au 1er août 2025, le TURPE Distribution serait diminué de 1,92 %.

COMMISSIONNEMENT FOURNISSEUR

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres en contrat unique.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

FONDS DE PÉRÉQUATION DE L'ÉLECTRICITÉ

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Aux fins de péréquation des charges de distribution d'électricité entre les gestionnaires de réseaux, ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser tout ou partie de ces charges résultant de l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux et qui ne sont pas pris en compte dans le tarif. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE si le gestionnaire de réseau en fait la demande à partir de l'analyse de ses comptes. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein d'EDF, le FPE concerne SEI.

Dans sa délibération n° 2024-97 du 13 juin 2024, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 252 millions d'euros au titre de 2024.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Une mise à jour des règles du mécanisme intervenue en octobre 2023 fournit des cadres pour la résiliation anticipée de contrats d'obligation d'achat et pour la restriction de la participation, à partir de 2025, des capacités utilisant des combustibles fossiles.

Il est à noter que la durée de la dernière année de livraison du mécanisme actuel, 2026, a été modifiée pour permettre la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. Ainsi, l'année de livraison 2026 du mécanisme actuel a été « réduite », et s'étendra du 1er janvier au 31 mars 2026.

Le futur mécanisme de capacité fait l'objet d'une concertation et aurait pour caractéristique principale de centraliser l'achat de la sécurité d'approvisionnement, sous la forme d'acquisition d'engagements de disponibilité, par un acteur unique qui serait RTE. Cette centralisation, accompagnée d'une réduction du nombre d'enchères, devrait permettre une meilleure lisibilité des fondamentaux de ce marché par l'ensemble des acteurs. Ce changement de mécanisme nécessite l'approbation du Parlement français et de la Commission européenne (au titre des aides d'État).

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens observés, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2023	2024	2025
Prix (€/kW)	45,6	27,1	14,7

Pour l'année de livraison 2026, quatre sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril, 6,1 €/kW en septembre, 3,5 €/kW en octobre, et 2,5 €/kW en décembre.

ARENH

DISPOSITIF GÉNÉRAL

Le dispositif d'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé, en vertu de la loi, aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals, est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond maximum légal était de 100 TWh par an. Il a ensuite été porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne non obtenu à ce jour.

CONTENTIEUX DES 20 TWH ADDITIONNELS D'ÉLECTRICITÉ POUR LA PÉRIODE AVRIL-DÉCEMBRE 2022

Aux termes d'un dispositif imposé par le Gouvernement à EDF début 2022, les fournisseurs alternatifs d'électricité éligibles étaient en droit de bénéficier au maximum de 20 TWh supplémentaires d'électricité pour la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022, au prix régulé de 46,20 €/MWh, à condition de vendre à EDF un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh. Seuls 19,5 TWh ont été demandés dans ce cadre par les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le dispositif.

En parallèle, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros.

ARENH AU TITRE DE 2024

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2024, par sa délibération n° 2023-330 du 26 octobre 2023, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n° 2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2024 et les critères d'évaluation des demandes d'ARENH (modalités de contrôle et, éventuellement, de correction des demandes ARENH formulées par les fournisseurs alternatifs lors du guichet ARENH).

La délibération précise que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas, comme précisé dans l'arrêté du 28 avril 2011) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront contractualiser directement avec leur société mère un approvisionnement dans des conditions identiques à celles de l'accord-cadre ARENH incluant, notamment, les conditions d'écrêtement auxquelles les autres fournisseurs alternatifs sont soumis.

Le 15 novembre 2023, par sa délibération 2023-333, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a délibéré une évolution des règles de calcul du complément de prix ARENH dit CP2 versé par les fournisseurs alternatifs qui font des demandes excessives d'ARENH par rapport à leurs volumes de ventes réels. Ces évolutions sont de nature à rendre plus dissuasive la pénalité associée aux demandes excédentaires de ces fournisseurs au guichet ARENH.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2023, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2024 s'est élevée à 130,45 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,04 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 130,41 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écrêtement à 76,68 %. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (25,54 TWh).

Au cours de l'année 2024, la CRE a notifié EDF à trois reprises des interruptions de livraisons d'ARENH, dont deux au titre de décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), et une au titre de la transmission universelle de patrimoine (TUP) de Sowee à EDF SA intervenue au 31 octobre 2024. Cette TUP est sans impact matériel dans les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024. Au cumul, ces interruptions ont représenté un ruban de 7,3 MW dont un ruban de 1,1 MW au titre des décisions CoRDiS.

Le décret 2024-556 publié le 18 juin 2024 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie pour la mettre en cohérence avec les évolutions législatives introduites par la loi de finances 2024 concernant le complément de prix ARENH. Le montant du complément de prix CP1 collecté au titre des volumes d'ARENH livrés à compter de l'année 2023 ne sera plus réparti entre les fournisseurs alternatifs mais versé à EDF en déduction des charges de service public. Cette modification est sans impact dans le compte de résultat d'EDF.

La CRE a publié le 26 juin 2024 sa délibération 2024-125 portant décision sur les compléments de prix ARENH qui s'élèvent à 555,1 millions d'euros au titre du CP1 et 0,5 million d'euros au titre du CP2.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2024, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2025 s'est élevée à 135,04 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse pour 4 fournisseurs, pour un total de - 0,11 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 134,93 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écrêtement à 74,12 %. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (22,7 TWh).

Un arrêté du 29 novembre 2024 a été publié au Journal Officiel de la République Française le 5 décembre modifiant l'accord cadre ARENH. Il rétablit notamment des éléments des annexes de l'arrêté précédent.

CADRE DE MARCHÉ POST ARENH

Afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit également le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation, et entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 $€_{2022}$/MWh et de 110 $€_{2022}$/MWh.

3.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Ventes d'énergie *	**69 717**	**87 413**
dont électricité	*59 555*	*71 249*
dont gaz	*10 162*	*16 164*
Ventes de services et divers	**2 618**	**2 878**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**72 335**	**90 291**

* *Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.*

La baisse du chiffre d'affaires électricité de 11,7 milliards d'euros est principalement due à la diminution des ventes auprès des clients finals. Cette variation s'explique par des effets volumes en lien avec un impact défavorable du climat et une légère baisse du portefeuille clients, et principalement par des effets prix sur les ventes au tarif réglementé et sur les offres de marché :

- s'agissant des ventes au tarif réglementé, l'effet prix est favorable et résulte de l'indexation des tarifs, au 1er février 2023 (+ 20,0 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 19,96 % sur les tarifs bleus non résidentiels) permettant de limiter l'augmentation TTC à 15 %, du fait de la baisse de la TICFE, et au 1er août 2023 (+ 10 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 10 % sur les tarifs bleus non résidentiels) ;
- s'agissant des ventes en offres de marché, la baisse des prix de marché observée en 2024 explique pour l'essentiel la diminution du chiffre d'affaires. Cette baisse compense plus que largement l'impact favorable constaté sur le tarif réglementé.

La baisse du chiffre d'affaires est également liée à des effets prix défavorables de l'énergie sur les obligations d'achat.

Concernant le gaz, la diminution du chiffre d'affaires de 6 milliards d'euros est liée à de moindres ventes réalisées avec EDF Trading dans un contexte de baisse des prix de marché en 2024.

Note 4 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2024	2023
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**6 928**	**14 198**

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2024, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 861 millions d'euros en 2024 (14 126 millions d'euros en 2023), et qui se détaille comme suit :

- un produit de 3 018 millions d'euros (contre une charge de 2 193 millions d'euros au 31 décembre 2023) au titre de la compensation relative aux obligations d'achat. En effet, au cours de l'année 2023, les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont été négatives du fait du niveau très élevé des prix de marché qui étaient devenus supérieurs au prix de soutien garanti par l'État ;
- un produit destiné à couvrir les pertes de recettes liées aux dispositifs d'aide aux clients finals pour 1 562 millions d'euros (contre 13 992 millions d'euros en 2023). Le dispositif du bouclier tarifaire électricité, qui a pris fin le 31 janvier 2024, est compensé à hauteur de 1 730 millions d'euros, minoré par une charge à payer au titre de l'amortisseur d'électricité à hauteur de (168) millions d'euros. Le dispositif du bouclier tarifaire gaz ayant pris fin en juillet 2023, aucune subvention n'a été comptabilisée concernant ce dernier au 31 décembre 2024 ;
- un produit de 2 281 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités.

La contrepartie du produit de CSPE est comptabilisée en autres créances au 31 décembre 2024 (voir note 18 renvoi (2)).

COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)

MÉCANISME

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis le 1er janvier 2021 compensées d'une part par le budget général de l'État et d'autre part, depuis la loi de finances initiale 2024, par les compléments de prix ARENH.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2024 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2024 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté d'un montant de 4,9 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et compléments de rémunération) à la production des énergies renouvelables et de biogaz, les charges liées à la protection du pouvoir d'achat des consommateurs pour l'électricité (voir note 3.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors énergies renouvelables (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en février 2024, d'un rabot de 0,2 milliard d'euros pour s'établir à 4,7 milliards d'euros.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, (TICFE), intitulée également sur les factures clients « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE)), sont reversées directement au budget général. L'accise sur l'électricité est collectée par les fournisseurs d'électricité directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou perçue directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de l'accise est fixé à 32 €/MWh pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également un tarif particulier, des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises. Toutefois, la conservation de mesures de protection du pouvoir d'achat pour l'électricité a eu pour effet d'appliquer un taux de 21 €/MWh pour les particuliers éligibles au taux plein à compter du 1er février 2024.

Conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie et aux dispositions de la loi de finances 2024, la CRE a publié en 2024 deux délibérations. La première n° 2024-139 du 11 juillet 2024 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2025, la re-prévision des charges au titre de 2024, ainsi que l'évaluation des charges constatées au titre de 2023. La seconde n° 2024-216 du 5 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2024 et en 2025 pour le bouclier tarifaire et les amortisseurs.

FERMETURE DE LA CENTRALE DE FESSENHEIM

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de Sûreté Nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans pour l'essentiel (hors démantèlement) suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020.

  Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses.

- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) puis en « Réacteur Sans Combustible » (RSC) jusqu'à la prise d'effet du décret de démantèlement attendue pour 2026.

Note 5 Dotations et reprises sur provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Reprises sur provisions pour risques	25	**131**	**290**
Dotations aux provisions pour risques	25	**(88)**	**(251)**
Sous-total provisions pour risques		**43**	**39**
Pensions et obligations assimilées	28	683	777
Gestion des combustibles nucléaires usés	26	1 113	913
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26	348	325
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	26	274	224
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	27	71	62
Autres provisions pour charges [1]	29	205	1 947
Reprises sur provisions pour charges		**2 694**	**4 248**
Pensions et obligations assimilées	28	(466)	(674)
Gestion des combustibles nucléaires usés [1]	26	(4 058)	(2 475)
Gestion à long terme des déchets radioactifs [2]	26	(869)	(21)
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	26	(399)	(294)
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	27	(131)	(42)
Autres provisions pour charges [1]	29	(70)	(1 093)
Dotations aux provisions pour charges		**(5 993)**	**(4 599)**
Sous-total provisions pour charges		**(3 299)**	**(351)**
Reprises sur dépréciations		**363**	**335**
Dotations aux dépréciations [3]		**(735)**	**(489)**
Sous-total dépréciations		**(372)**	**(154)**
DOTATIONS ET REPRISES SUR PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		**(3 628)**	**(466)**
dont reprises		*3 188*	*4 873*
dont dotations		*(6 816)*	*(5 339)*

(1) En 2024, EDF a complété la provision pour gestion des combustibles usés à hauteur de 3 291 millions d'euros au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir notes 26 renvoi (1) et 26.1).

En 2023, EDF a complété de 1 026 millions d'euros la provision pour autres charges liée aux négociations en cours avec Orano Recyclage dans le cadre de l'avenant à l'accord de traitement recyclage 2024-2026, pour atteindre 1 880 millions d'euros à la fin du premier semestre. La signature en septembre 2023, d'un accord sur les principes relatif au futur avenant 2024-2026, a donné lieu à la reprise intégrale de la provision pour autres charges soit 1 880 millions d'euros. Une dotation complémentaire à la provision pour gestion des combustibles usés a alors été comptabilisée pour 2 216 millions d'euros afin de refléter la valorisation des coûts associés au futur avenant 2024-2026, en lieu et place de la provision pour autres charges.

(2) En 2024, EDF a complété de 775 millions d'euros la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL (voir notes 26 renvoi (1) et 26.2).

(3) En 2024, EDF a comptabilisé une dotation aux dépréciations de 115 millions d'euros visant à déprécier l'intégralité des immobilisations incorporelles associées au projet NUWARD, nettes de subventions. (voir note 14 renvoi (2)).

Note 6 Autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2024	2023
Autres produits d'exploitation	1 156	1 169
Transferts de charges	88	126
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	**1 244**	**1 295**
Autres charges d'exploitation	**(3 612)**	**(3 500)**
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	**(2 368)**	**(2 205)**

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à (3 612) millions d'euros en 2024 ((3 500) millions d'euros en 2023). Elles comprennent notamment les coûts relatifs aux certificats d'économies d'énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, les compensations financières versées par EDF à RTE au titre des écarts sur son périmètre d'équilibre, les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut, les redevances liées aux concessions hydrauliques ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat. Il vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. À l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue sous forme de prime négative. Dans certains cas, un plafonnement de la prime négative s'appliquait. L'article 230 de la loi de finances 2023 a supprimé rétroactivement ce plafonnement à compter du 1er janvier 2022.

Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré le déplafonnement des avoirs des contrats de complément de rémunération bénéficiant aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables, mais a différé l'effet de cette censure au 31 décembre 2025 au plus tard. Ce potentiel remboursement serait compensé *via* le mécanisme CSPE.

Les autres produits et charges comprennent également les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés au 31 décembre 2024 :

- des charges à hauteur 72 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 21 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 45 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 6 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 36 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus en note 4.

Certificats d'économies d'énergie

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économies d'énergie sur une période initialement triennale puis depuis 2018 quadriennale.

Pour satisfaire cette obligation, EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et des achats de certificats sur le marché secondaire.

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'économies d'énergie conformément aux articles 616-1 à 616-23 du Règlement 2014-03 relatif au Plan Comptable Général, modifié par le règlement 2024-02 du 5 juillet 2024.

Les certificats d'économies d'énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement 2014-03 de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stock à leur coût de production ou d'acquisition et évalués selon la méthode du « premier entré, premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (en-cours de production et autres stocks) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention, permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ou ;
- un passif (provision pour autres charges) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

MÉCANISME RÉGLEMENTAIRE EN FRANCE

La 5e période des CEE (2022-2025) a débuté le 1er janvier 2022. Le décret n° 2021-712 a renforcé l'efficience du dispositif (forte baisse des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), ainsi que les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité de 15 €/MWhc initialement à 20 €/MWhc).

Cependant, afin de renforcer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a augmenté les obligations CEE de la 5e période à compter du 1er janvier 2023, soit dix mois seulement après le début de la 5e période, selon les modalités suivantes :

- obligation Classique : 1 970 TWhc versus 1 770 TWhc initialement, avec + 200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc versus 730 TWhc initialement, avec + 400 TWhc sur 2023-2025.

Il est à noter que les évolutions réglementaires en cours de période obligent les acteurs à s'adapter.

Note 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2024	2023
Achats consommés de combustibles [1]	3 118	5 541
Achats d'énergie [2]	25 954	46 812
dont électricité	*17 162*	*31 758*
dont gaz	*7 953*	*13 992*
Achats de services et autres achats consommés de biens [3]	19 116	19 033
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**48 188**	**71 386**

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fossiles, gaz principalement et en proportion peu significative charbon et fioul) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Les achats consommés de gaz diminuent dans un contexte de moindre production électrique à partir du cycle combiné gaz.

Ce poste comprend également les certificats d'émission de gaz à effet de serre consommés (voir note 17) :

• au 31 décembre 2024, le volume des émissions s'élève à 3 millions de tonnes (4 millions de tonnes au 31 décembre 2023) ;

• en 2024, EDF a restitué 4 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2023 (6 millions de tonnes en 2023 au titre des émissions réalisées en 2022).

(2) Les achats d'énergie intègrent les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat. La baisse des achats d'électricité s'explique principalement par la baisse des volumes achetés induite par une amélioration de la production nucléaire (voir note 2.1.7).

La baisse observée sur les achats de gaz concerne majoritairement les achats réalisés sur les marchés internationaux.

(3) Les achats de services comprennent principalement les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services baissent de 595 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2024, 181 millions d'euros (454 millions d'euros en 2023) de coûts liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 15 renvoi (3)).

Note 8 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts et taxes sur rémunérations	201	188
Impôts et taxes liées à l'énergie	1 120	1 083
Contribution Économique Territoriale	449	453
Taxes foncières	328	298
Autres impôts et taxes	368	348
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**2 466**	**2 370**

Mécanisme européen de captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergie pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1er décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, certains États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

En France, le dispositif a été prorogé pour la période comprise entre le 1er janvier 2024 et le 31 décembre 2024 par l'article 80 de la loi de finances pour 2024 avec des amendements sur les seuils de déclenchement et les modalités de calcul. Ce dispositif prévoit désormais une taxation à hauteur de 50 % (contre 90 % sur les périodes précédentes) des revenus, avec le maintien de la possibilité de reporter en avant une quote-part des déficits éventuellement dégagés au titre d'une période sur les périodes ultérieures.

En raison du report des déficits des périodes précédentes, il n'est prévu le paiement d'aucune taxe par EDF au titre de l'exercice 2024.

Note 9 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2024	2023
Salaires et traitements	4 540	4 244
Charges sociales	2 935	2 827
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**7 475**	**7 071**

L'augmentation des charges de personnel est notamment liée aux effets de mesures salariales mises en place en lien avec un contexte inflationniste et à la hausse des effectifs moyens par rapport à 2023. Elles comprenaient également 41 millions d'euros sur l'exercice 2023 de coûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3, sans équivalent en 2024.

	2024			2023
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	30 532	29 363	59 895	58 407
Autres	1 034	4 052	5 086	4 779
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**31 566**	**33 415**	**64 981**	**63 186**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 10 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2024	2023
Sur immobilisations incorporelles	389	384
Sur immobilisations corporelles :		
• du domaine propre	4 213	3 782
• du domaine concédé *	358	344
Dotations aux amortissements des immobilisations	**4 960**	**4 510**
Autres dotations aux amortissements	29	30
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**4 989**	**4 540**

* *Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions d'énergie hydraulique.*

Note 11 Résultat financier

(en millions d'euros)	2024		2023	
Produits financiers de participations [1]		4 719		3 035
Produits des autres valeurs mobilières et des créances de l'actif immobilisé		1 952		1 592
Charges et produits d'intérêts et assimilés		**(4 309)**		**(4 191)**
• *Charges sur dettes financières long terme après couvertures [2]*	*(3 322)*		*(3 084)*	
• *Autres [3]*	*(987)*		*(1 107)*	
Résultat de change [4]		(153)		(565)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement		(388)		(37)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :		**(3 631)**		**(8 779)**
• *Charges d'actualisation avantages au personnel*	*(808)*		*(914)*	
• *Charges d'actualisation provisions nucléaires [5]*	*(1 753)*		*(2 489)*	
• *Provision sur TIAP actifs dédiés [6]*	*272*		*832*	
• *Dépréciation valeurs mobilières de placement [6]*	*289*		*178*	
• *Provision sur titres de participation [7]*	*(1 959)*		*(7 323)*	
• *Provision pour pertes de change [8]*	*6*		*638*	
• *Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges*	*397*		*368*	
RÉSULTAT FINANCIER		**(1 810)**		**(8 945)**

(1) Les dividendes reçus concernent principalement :
- *EDF Holding détenant EDF Trading (3 704 millions d'euros en 2024 et 947 millions d'euros en 2023) ;*
- *C3 détenant EDF Investissements Groupe (257 millions d'euros en 2024 et 130 millions d'euros en 2023) ;*
- *CTE détenant RTE (119 millions d'euros en 2024 et 174 millions d'euros en 2023) ;*
- *EDF Production Électrique Insulaire (PEI) (107 millions d'euros en 2024 et 123 millions d'euros en 2023) ;*
- *EDF Nam Theun Holding (84 millions d'euros en 2024 et 32 millions d'euros en 2023) ;*
- *EDF Développement Environnement (EDEV) (52 millions d'euros en 2024 et 23 millions d'euros en 2023) ;*
- *Framatome (51 millions d'euros en 2024 et 40 millions d'euros en 2023)*
- *C93 (39 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2023) ;*
- *EDF Immo (37 millions d'euros en 2024 et 19 millions d'euros en 2023) ;*
- *Eureizen (35 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2023) ;*
- *C74 (7 millions d'euros en 2024 et 84 millions d'euros en 2023) ;*
- *C81 (1 million d'euros en 2024 et 47 millions d'euros en 2023) ;*
- *Enedis (1 258 millions d'euros en 2023 sans équivalent en 2024).*

(2) L'augmentation des charges d'intérêt résulte de la hausse du coût des emprunts.

(3) Ce poste concerne principalement les charges financières sur dettes court terme.

(4) Au 31 décembre 2024, le résultat de change intègre principalement les effets de change associés aux opérations de rachat des titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 23).

(5) En 2024, l'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour (2 267) millions d'euros et les effets d'un changement de taux (voir note 26.5) pour les provisions non adossées à des actifs pour 514 millions d'euros

En 2023, l'effet d'actualisation comprenait la charge de désactualisation pour (2 109) millions d'euros et les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour (396) millions d'euros.

(6) La variation s'explique par une évolution favorable des marchés financiers en 2024 et en 2023.

(7) Dont la comptabilisation de dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation EDF Développement Environnement (EDEV) à hauteur de 1 330 millions d'euros et EDF International à hauteur de 390 millions (voir note 16.1 renvoi (4)).

(8) Voir note 25 renvoi (1).

Note 12 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2024, le résultat exceptionnel représente un produit net de 703 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 583 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 169 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, le résultat exceptionnel représentait un produit net de 272 millions d'euros dont les principaux éléments étaient :

- des plus-values nettes de 100 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 128 millions d'euros.

Note 13 Impôt sur les bénéfices

13.1 Groupe fiscal

Depuis le 1er janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2024 comprend 320 filiales dont notamment Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

13.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de (1 083) millions d'euros au titre de l'exercice 2024 ((1 831) millions d'euros de charge d'impôt en 2023), après imputation des déficits reportables à hauteur de 1 377 millions d'euros.

Cette charge se décompose comme suit :

- une charge de (1 131) millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2024 ;
- une charge de (109) millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 157 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

Dispositif dit « Pilier 2 »

Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition à l'impôt sur les sociétés et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé en 2021 au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum de 15 % (dispositif dit « Pilier 2 »).

Après l'adoption de la directive Pilier 2 par l'Union européenne le 15 décembre 2022, l'OCDE a publié, le 20 décembre, des mesures de simplification qui s'appliqueront uniquement aux exercices ouverts jusqu'au 31 décembre 2026 (soit en pratique aux exercices 2024 à 2026 s'agissant du groupe EDF). Pendant cette période, et sous réserve de respecter certaines conditions à la maille d'une juridiction d'implantation, les groupes seront dispensés de calculer un impôt complémentaire selon les règles de Pilier 2. La loi de finances pour 2024 a transposé ces nouvelles règles dans la législation française avec une première application sur l'exercice 2024 et une déclaration à déposer en juin 2026.

En 2024, le groupe EDF a finalisé ses travaux d'évaluation du dispositif Pilier 2. Les impacts du dispositif dans les comptes consolidés du groupe EDF comme dans les comptes sociaux d'EDF SA ne sont pas significatifs.

13.3 Situation fiscale différée et latente

La fiscalité différée et latente n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

EDF intègre dans ses positions différées et latentes, les déficits générés au niveau du groupe d'intégration fiscale, en qualité de société mère de l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
• Provisions non déductibles [1]	(17 803)	(17 412)	(391)
• Instruments financiers et écarts de conversion	(6 510)	(3 078)	(3 432)
• Autres	(1 535)	(1 588)	53
Total actif d'impôt - taux de droit commun	**(25 848)**	**(22 078)**	**(3 770)**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
• Instruments financiers et écarts de conversion	4 603	2 653	1 950
• Autres	3 674	3 393	281
Total passif d'impôt - taux de droit commun	**8 277**	**6 046**	**2 231**
• Plus-value en sursis d'imposition			-
• Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(71)	(61)	(10)
Total actif d'impôt - taux réduit	**(71)**	**(61)**	**(10)**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(17 642)**	**(16 093)**	**(1 549)**
Créance future d'impôt au taux de droit commun	**9 259** [2]	**10 234**	**(975)**
Créance future d'impôt au taux réduit	**11**	**9**	**2**

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

(2) Dont 4,7 milliards d'euros au titre des déficits restant à reporter dans le cadre de l'intégration fiscale et 4,6 milliards d'euros au titre de la situation fiscale différée au taux de droit commun, en vigueur au 31 décembre 2024.

Bilan

Note 14 Immobilisations incorporelles

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

FRAIS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du Plan Comptable Général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Les redevances versées en contrepartie de l'utilisation de logiciels en mode SaaS (*Software as a Service*) sont comptabilisées en charges au fur et à mesure des prestations rendues. Les coûts de mise en œuvre (notamment configuration, adaptation, paramétrage, interfaces) des logiciels mis à disposition *via* un droit d'accès (SaaS) sont immobilisés et amortis en application du règlement ANC 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2024
Logiciels [1]	3 306	440	115	3 631
Autres [2]	478	92	-	570
Immobilisations incorporelles en cours [3]	1 943	1 427	462	2 908
Valeurs brutes	**5 727**	**1 959**	**577**	**7 109**
Logiciels [1]	(2 082)	(506)	(114)	(2 474)
Autres [2]	(183)	(142)	-	(325)
Immobilisations incorporelles en cours	(14)	(10)	(14)	(10)
Amortissements et dépréciations	**(2 279)**	**(658)**	**(128)**	**(2 809)**
VALEURS NETTES	**3 448**	**1 301**	**449**	**4 300**

(1) Les lignes « Logiciels » intègrent au 31 décembre 2024 les coûts de mise en œuvre des logiciels mis à disposition via un droit d'accès (contrats SaaS) et les amortissements associés en application du règlement ANC 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques pour un montant non significatif.

(2) Les lignes « Autres » intègrent au 31 décembre 2024 des études associées aux SMR (Small Modular Reactors) pour 166 millions d'euros ayant fait l'objet d'une mise en service en 2023. Ces études ont fait l'objet d'une dépréciation en 2024 de l'intégralité du montant immobilisé à date pour un montant net de subventions à hauteur de (115) millions d'euros à la suite d'une nouvelle orientation stratégique du projet (voir descriptif ci-dessous et note 5 renvoi (3)).

(3) Les immobilisations incorporelles en cours intègrent notamment, au 31 décembre 2024, les études relatives à EPR 2 pour 2 344 millions d'euros (1 446 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau pressurisée qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et dont la technologie intègre le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

Le développement de la conception de ce réacteur est porté par EDF, les principales options de sûretés associées ont été validées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire en 2019.

Ce réacteur présenterait des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le palier N4, modèle de réacteur actuellement en service le plus puissant hors Flamanville 3), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité. Il confirmera ainsi la montée en puissance engagée avec l'EPR de Flamanville 3 dont le premier couplage au réseau a été réalisé le 21 décembre 2024, et dont la mise en service est prévue en 2025.

Le 10 février 2022, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR 2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR 2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035-2040 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR 2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. EDF envisage de construire trois paires d'EPR 2, dans cet ordre, sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes) (voir communiqué de presse de la Présidence de la République du 19 juillet 2023).

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement (FID) du programme EPR 2, le Conseil d'administration du 15 février 2024 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement en engageant un montant supplémentaire d'environ 1,2 milliard d'euros jusqu'à fin 2024, portant ainsi, en cumulé, le budget de développement du programme EPR 2 à 3 042 millions d'euros.

L'année 2024 a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR 2 : une revue de maturité technique en juillet qui valide le franchissement du jalon de passage en « *detailed design* » pour les bâtiments nucléaires, le feu vert pour le lancement des fabrications des composants primaires (maturité technique atteinte et levée officielle de points d'arrêts de l'ASN), et la publication au Journal Officiel le 6 juillet du décret d'approbation de la convention d'utilisation du domaine maritime de Penly permettant le démarrage des travaux préparatoires sur le site en juillet 2024. Les projets de Gravelines et de Bugey se préparent activement. Le débat public de Gravelines s'est tenu du 17 septembre 2024 au 17 janvier 2025. La CNDP (Commission Nationale du Débat Public) a été saisie pour le projet de Bugey et a décidé également l'organisation d'un débat qui se tiendra au premier semestre 2025. Les travaux sur le plan de compétitivité, la revue de maturité technique, le financement, la régulation de l'actif et la consolidation du Programme se poursuivent, *via* des partages réguliers avec l'État français dont la DINN (Délégation Interministérielle du Nouveau Nucléaire), dans le cadre d'une trajectoire vers la décision finale d'investissement. Une revue diligentée par l'État interviendrait en 2025.

Au 31 décembre 2024, le projet se compose de 2 344 millions d'euros d'immobilisations incorporelles (voir note 14 renvoi (3)) et 375 millions d'euros d'immobilisations corporelles (voir note 15 renvoi (2)).

Le budget 2025 du Groupe qui a été approuvé le 18 décembre 2024 prévoit d'engager une dépense de 1,1 milliard d'euros sur l'année 2025 au titre du Programme NNF (Nouveau Nucléaire France). Le Conseil d'administration du 5 février 2025 a pris note de l'avis exprimé par son Comité d'Engagement réuni le 27 janvier 2025 qui considère comme approprié ce niveau de dépenses centré sur les travaux nécessaires à une décision finale d'investissement fin 2026 et les priorités associées du programme (maturité du design et avancement des activités de *licensing* et de *permitting*, modalités de financement…).

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « *Small Modular Reactors* »)

La phase de *basic design* (ou avant-projet détaillé) s'est poursuivie au premier semestre 2024. Durant cette période, la conception et le positionnement marché ont pu être approfondis. Les enseignements obtenus ont conduit à prendre une nouvelle orientation stratégique consistant à développer une nouvelle conception reposant sur des briques technologiques éprouvées.

Cette orientation s'appuiera sur les enseignements techniques, industriels et commerciaux accumulés par la filiale NUWARD ainsi que sur l'expérience du Groupe dans le nucléaire et la technologie à eau sous pression (REP). Le groupe EDF poursuit sa stratégie d'offrir un SMR de génération 3, avec sa filiale NUWARD, pour accompagner la transition énergétique et les besoins des industriels en Europe et à l'international.

Le 26 avril 2024, la Commission européenne a autorisé une aide d'État française pour soutenir NUWARD dans la recherche et le développement de petits réacteurs nucléaires modulaires dont 75 millions d'euros ont été reçus sur le premier semestre 2024 par la filiale NUWARD.

Compte tenu de ces éléments, le Groupe a déprécié au 31 décembre 2024 l'intégralité des montants immobilisés à date au titre de ce projet pour un montant net de subventions, inscrit respectivement dans les comptes sociaux d'EDF SA et de la filiale NUWARD. EDF SA a comptabilisé une dépréciation d'immobilisations incorporelles de (115) millions au titre des montants investis pendant la phase d'avant-projet sommaire (APS) (voir notes 5 renvoi (3) et 14 renvoi (2)).

Note 15 Immobilisations corporelles

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

ÉVALUATION INITIALE

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 26) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 26).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles.

Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

MODES ET DURÉES D'AMORTISSEMENT

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- Barrages hydroélectriques : 75 ans ;
- Matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans ;
- Centrales thermiques à flamme (principalement CCGT-cycles combinés gaz) : 25 à 45 ans ;
- Installations de production nucléaire : 40 à 50 ans ;
- Installations de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 45 ans.

Les durées d'amortissement retenues tiennent compte, pour les ouvrages concédés, des durées des contrats de concession.

CONTRATS DE CONCESSION

EDF est concessionnaire de deux types de concessions :

- Les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- Les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions suit certaines dispositions du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession établis d'après un cahier des charges type approuvé par les pouvoirs publics. Les contrats de concession signés depuis 2018, relèvent de l'accord-cadre 2017 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et France Urbaine, les autres contrats, relevant quant à eux, de l'accord-cadre signé avec la FNCCR en 1992 (mis à jour en 2007).

Les biens en concession sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement, pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition et sont amortis sur leur durée d'utilité.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 24).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 36 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi. Lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

Lorsqu'une concession est exploitée sous ce régime, une redevance proportionnelle aux bénéfices dite « sur les délais glissants » est due depuis 2019. Celle-ci s'élève à 40 % du résultat normatif de la concession, tel que défini par l'article R. 523-5 du Code de l'énergie, diminué de l'impôt sur les sociétés.

DÉPRÉCIATION DES ACTIFS À LONG TERME

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :
  - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix forward disponibles et tiennent compte des couvertures,
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, EDF s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Ces scénarios s'appuient sur les objectifs de la politique publique énergie-climat tels que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et EDF les confronte avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents,
  - les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché d'EDF ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme.

Les valeurs nettes des immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2024
Terrains, constructions et agencements de terrains	12 856	305	88	13 073
Tranches de production nucléaire	70 503	5 080	2 024	73 559
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 687	421	146	13 962
Réseau du domaine propre	1 230	30	3	1 257
Autres immobilisations corporelles	1 860	124	83	1 901
Immobilisations corporelles du domaine propre	**100 136**	**5 960**	**2 344**	**103 752**
Terrains, constructions et agencements de terrains	11 023	87	7	11 103
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 994	93	53	2 034
Réseau du domaine concédé	3 656	183	15	3 824
Autres immobilisations corporelles	27	-	-	27
Immobilisations corporelles du domaine concédé (1)	**16 700**	**363**	**75**	**16 988**
Immobilisations corporelles en cours (2)	**22 759**	**7 350**	**6 519**	**23 590**
Valeurs brutes (3)	**139 595**	**13 673**	**8 938**	**144 330**
Terrains, constructions et agencements de terrains	(8 580)	(326)	(78)	(8 828)
Tranches de production nucléaire	(48 001)	(3 636)	(2 055)	(49 582)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(10 283)	(411)	(141)	(10 553)
Réseau du domaine propre	(651)	(33)	(3)	(681)
Autres immobilisations corporelles	(1 309)	(138)	(81)	(1 366)
Immobilisations corporelles du domaine propre	**(68 824)**	**(4 544)**	**(2 358)**	**(71 010)**
Terrains, constructions et agencements de terrains	(7 104)	(161)	(4)	(7 261)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(1 168)	(35)	(31)	(1 172)
Réseau du domaine concédé	(1 548)	(101)	(13)	(1 636)
Autres immobilisations corporelles	(16)	(2)	-	(18)
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**(9 836)**	**(299)**	**(48)**	**(10 087)**
Immobilisations corporelles en cours	**(33)**	**(139)**	**(140)**	**(32)**
Amortissements et dépréciations	**(78 693)**	**(4 982)**	**(2 546)**	**(81 129)**
VALEURS NETTES	**60 902**	**8 691**	**6 392**	**63 201**

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique.

(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur, travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques, voir note 2.1.2) et la construction de la centrale EPR (Flamanville 3). Au 31 décembre 2024, le coût des travaux immobilisés relatif au phénomène de corrosion sous contrainte s'élève à 219 millions d'euros (voir note 2.1.3). Les immobilisations corporelles en cours intègrent aussi, au 31 décembre 2024, des actifs associés à EPR 2 pour 375 millions d'euros (78 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(3) Le montant des immobilisations corporelles du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2024 est de 13 156 millions d'euros (soit 12 842 millions d'euros en immobilisations corporelles en cours et 314 millions d'euros en immobilisations corporelles mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 863 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 222 millions d'euros. Le montant des amortissements cumulés au 31 décembre 2024 au titre des immobilisations corporelles mises en service, s'élève à 94 millions d'euros.

Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros$_{2015}$, hors intérêts intercalaires. Les dépenses supplémentaires liées aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 constituent des coûts anormaux ne pouvant être inclus dans le coût de production d'une immobilisation. Elles sont comptabilisées en charges et s'élèvent sur l'année 2024 à 181 millions d'euros d'achats de services et autres achats consommés de biens (voir note 7 renvoi (3)). Elles représentent 2,3 milliards d'euros en cumulé. Les coûts exceptionnels complémentaires induits par le réajustement communiqué le 16 décembre 2022 et principalement liés au traitement thermique de détensionnement pour les soudures ayant fait l'objet de reprises, seront également comptabilisés en charges d'exploitation. Par ailleurs, le montant des immobilisations incorporelles du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2024 est de 59 millions d'euros (soit 53 millions d'euros en immobilisations incorporelles mises en service et 6 millions d'euros en immobilisations incorporelles en cours). Aussi, le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2024 est de 13 215 millions d'euros (voir note 2.1.1.).

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.2.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1er janvier 2016), et 1 300 MW (depuis le 1er janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions d'allongement de la durée d'amortissement ne sont pas, à ce jour, réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035, soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes d'EDF. Cette hypothèse est conservée au 31 décembre 2024 dans l'attente de l'adoption de la prochaine PPE qui pourrait intervenir en 2025 dans le cadre du processus en cours de révision de la Stratégie Française Énergie Climat.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Pour mémoire, dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026 depuis l'arrêté des comptes du 31 décembre 2021.

En septembre 2024, les conditions technico-économiques de réalisation du projet de reconversion à la biomasse de la centrale thermique de Cordemais n'étant pas réunies, EDF a annoncé envisager d'arrêter la production électrique de la centrale thermique de Cordemais en 2027. Ce projet est soumis à la consultation des instances représentatives du personnel.

Test de perte de valeur des actifs

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaire, thermique et hydraulique) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 13 073 millions (13 215 millions d'euros brut (voir note 15 renvoi (3)), dont 367 millions d'euros mis en service, amortis à hauteur de 142 millions d'euros).

Sur l'exercice 2024, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

Toutefois, compte tenu de la baisse des prix de l'électricité, la valeur recouvrable a été actualisée.

Celle-ci est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite dans les principes comptables sur la dépréciation des actifs long terme, avec un CMPC après impôt de 6,9 % au 31 décembre 2024 (7 % au 31 décembre 2023).

S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1 300 MW et de 40 ans pour le palier N4. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes sociaux au 31 décembre 2024 bien que la stratégie industrielle d'EDF soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans) (voir note 15 renvoi (3)).

Sur l'année 2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en baisse sur cet horizon par rapport à fin 2023) tenant compte des couvertures déjà contractualisées et un volume d'ARENH livré aux fournisseurs alternatifs plafonné à 100 TWh (ainsi que 26 TWh pour les gestionnaires de réseaux), avec un prix ARENH de 42 €/MWh.

Pour la période post ARENH, les annonces gouvernementales du 14 novembre 2023 prévoient des seuils de prélèvement de 78 €$_{2022}$/MWh et 110 €$_{2022}$/MWh, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces éléments ont été intégrés comme hypothèses clés dans l'estimation de la valeur recouvrable à fin décembre 2024 compte tenu de l'absence de textes réglementaires précisant le niveau des seuils d'activation de cette contribution. Les dispositions adoptées dans le cadre de la loi de finances pour 2025 disposent que ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation, et entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €$_{2022}$/MWh et de 110 €$_{2022}$/MWh.

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA EnR (*Power Purchase Agreement* Énergies Renouvelables) actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits moyen terme – des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans – qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

En outre, EDF propose à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (Contrats d'Allocation de Production Nucléaire).

La valeur recouvrable du test diminue mais reste très largement supérieure à la valeur nette comptable.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- la réglementation post-ARENH ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Analyses de sensibilité

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh/an sur toute la période, augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation, diminution du prix de la capacité, niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 €/TWh dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

À titre d'exemple de sensibilités défavorables, une baisse de 10 TWh/an sur toute la période de production aurait un impact négatif de (3,8) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse du taux d'actualisation de 50 points de base aurait un impact négatif de (3,4) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse des investissements de + 10 % sur toute la période aurait un impact négatif de (3,9) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Note 16 Immobilisations financières

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

TITRES DE PARTICIPATION ET TITRES IMMOBILISÉS

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

Pour les titres détenus dans des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est principalement déterminée par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe.

Le cas échéant, une valeur d'utilité est déterminée sur la projection des flux de trésorerie futurs actualisés, calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture :

- pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures ;
- au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE

EDF détient des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP), qui sont composés d'actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. Les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de Bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

AUTRES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amenée à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, EDF finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

16.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2024	Montants cumulés au 31/12/2023
Participations [1]	64 641	61 513
Créances rattachées aux participations	50	50
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	25 683	25 803
Autres titres immobilisés	86	86
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [3]	42 333	36 705
Total valeur brute des immobilisations financières	**132 793**	**124 157**
Dépréciations des participations et créances rattachées [4]	(14 303)	(10 814)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés [5]	(983)	(1 254)
Total dépréciations	**(15 286)**	**(12 068)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**117 507**	**112 089**

(1) La hausse des participations correspond pour l'essentiel à :

-la prise de participation à 100 % dans la société Arabelle Solutions France pour une valeur de 2 057 millions d'euros (voir note 2.1.6). Au 31 décembre 2024, la valeur des titres de participation d'Arabelle Solutions France a été diminuée de 13 millions d'euros en lien avec des éléments signés relatifs aux ajustements de prix. La valeur s'établit désormais au 31 décembre 2024 à 2 044 millions d'euros ;

-la prise de participation à 100 % dans la société Arabelle Electronics France pour une valeur de 42 millions d'euros (voir note 2.1.6) ;

-l'acquisition des 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome pour 206 millions d'euros y compris frais d'acquisition (voir note 2.1.5) ;

-la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C93 (société détenant des ferries électrifiés Fjord1 en Norvège) pour une valeur de 351 millions d'euros ;

-la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C94 (société détenant un portefeuille d'entrepôts logistiques en France) pour une valeur de 133 millions d'euros ;

-la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C95 (société détenant un immeuble de bureaux en France) pour une valeur de 131 millions d'euros ;

-la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C96 (société détenant des tours de télécommunication en Autriche) pour une valeur de 122 millions d'euros ;

-la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C89 (société détenant un portefeuille d'entrepôts logistiques en Suède) pour une valeur de 95 millions d'euros.

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et à des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés (voir note 12).

(3) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2024 est de 41 549 millions d'euros, et concerne principalement EDF International pour 22 655 millions d'euros dans un contexte de financement du projet HPC en Angleterre, EDF Renouvelables pour 8 675 millions d'euros, Enedis pour 5 028 millions d'euros, Dalkia pour 1 750 millions d'euros, EDF Energy pour 1 651 millions d'euros et EDF Trading pour 804 millions d'euros. Par ailleurs, le poste inclut un dépôt de garantie versé par EDF à Enedis pour 746 millions d'euros.

(4) La revue du portefeuille de la valeur d'utilité des titres de participation inscrits à l'actif du bilan d'EDF au 31 décembre 2024, conduit à déprécier principalement :

-les titres de participation EDF Développement Environnement (EDEV) à hauteur de 1 330 millions d'euros (voir note 11 renvoi (7)). En tant que holding portant les filiales et participations destinées au développement des métiers du groupe EDF en France, la valeur d'utilité des titres EDEV repose sur les contributions des différentes filiales et sous-groupes aux capitaux propres consolidés du Groupe, en tenant compte de marges de valeur positives issues de la réalisation des tests de dépréciation des différentes unités génératrices de trésorerie. En 2024, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDEV résulte pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF Renouvelables, en raison des pertes de valeurs par la filiale sur différents projets à l'international ;

-les titres de participation EDF International à hauteur de 390 millions d'euros en 2024 (7 013 millions d'euros en 2023 (voir note 11 renvoi (7)) et 2 650 millions d'euros en 2022). En tant que holding portant la majeure partie des participations à l'international du groupe EDF, la valeur d'utilité des titres EDF International repose sur les contributions des différentes filiales et sous-groupes aux capitaux propres consolidés du Groupe, en tenant compte de marges de valeur positives issues de la réalisation des tests de dépréciation des différentes unités génératrices de trésorerie.

En 2024, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International résulte pour l'essentiel d'un recul des marges de valeur positives des unités génératrices de trésorerie installées en Italie, une baisse de la valeur d'utilité des filiales installées aux États-Unis en partie compensée par une amélioration de la valeur d'utilité réalisée aux Royaume-Uni par EDF Energy (voir note 2.1.4).

En 2023, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International faisait suite à l'annonce faite par le groupe EDF, le 23 janvier 2024, d'une révision du calendrier et d'une réévaluation à la hausse des coûts à terminaison du projet HPC ayant engendré la comptabilisation d'une perte de valeur importante chez EDF Energy, réduisant ainsi sensiblement la valeur d'utilité.

En 2022, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International résultait pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF Energy au Royaume-Uni, majoritairement lié à la hausse très importante du taux d'actualisation, et dans une moindre mesure à la nouvelle vision des coûts à terminaison du projet HPC communiquée en mai 2022.

Par ailleurs, les dépréciations incluent au 31 décembre 2024 les montants liés aux prises de participation Arabelle Solutions France pour 1 528 millions d'euros et Arabelle Electronics France pour 1 million d'euros (voir note 2.1.6).

(5) La variation s'explique principalement par une évolution favorable des marchés financiers en 2024 comparée à 2023 ayant entraîné des reprises de dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 11 renvoi (6)).

16.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Adresse du siège social	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2024	Dépréciations 31/12/2024	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2024	% du capital détenu	Capital social 2023	Résultat de l'exercice 2023	Capitaux propres 2023 hors capital social et résultat	Prêts et avances consentis par la Société à fin 2024	Dividendes reçus en 2024	Chiffres d'affaires 2023	Devises
Filiales												
EDF International [1]	20 Pla la Défense 92800 Puteaux	25 930	10 053	15 877	100	18 420	(4 397)	(3 799)	22 655	-	-	EUR
C3 [2]	4 Rue Floréal 75017 Paris	11 196	-	11 196	100	11 196	271	160	-	257	-	EUR
EDF Développement Environnement [3]	33 Place des Corolles 92400 Courbevoie	6 891	1 330	5 561	100	2 641	53	3 662	-	52	-	EUR
CTE [4]	4 Rue Floréal 75017 Paris	2 705	-	2 705	50,1	2 700	253	2 363	-	119	-	EUR
Arabelle Solutions France [5]	32 Avenue Pablo Picasso 92000 Nanterre	2 044	1 528	516	100	10	(27)	39	-	-	437	EUR
EDF Holding [6]	4 Rue Floréal 75017 Paris	1 950	-	1 950	100	1 950	3 704	195	-	3 704	-	EUR
EDF Immo [7]	4 Rue Floréal 75017 Paris	1 361	-	1 361	100	1 360	39	64	-	37	-	EUR
EDF Nam Theun Holding [8]	4 Rue Floréal 75017 Paris	437	50	387	100	87	30	327	-	84	-	EUR
Autres [9]		5 282	1 080	4 202	100	1 124	(184)	2 596	215	233	148	EUR
Sociétés Holdings		**57 796**	**14 041**	**43 755**					**22 870**	**4 486**		
En France												
Enedis	4 Place de la Pyramide 92800 Puteaux	2 700	-	2 700	100	270	(867)	5 547	5 028	-	16 135	EUR
Framatome	1 Place Jean Millier 92400 Courbevoie	2 220	-	2 220	80,5	707	131	2 031	212	51	2 675	EUR
Dalkia	204 Rue Sadi Carnot 59350 Saint André Lez Lille	967	-	967	99,9	220	(8)	126	1 750	-	3 251	EUR
EDF Production Électrique Insulaire	20 Place de la Défense 92050 Paris La Défense Cedex	560	-	560	100	560	195	596	335	107	1 256	EUR
Arabelle Electronics France [5]	204 Rond-Point du Pont de Sèvres 92100 Boulogne-Billancourt	42	1	41	100	44	-	(3)	-	-	9	EUR
Edvance	165-173 Avenue Pierre Brossolette 92120 Montrouge	12	-	12	80	15	50	3	14	26	672	EUR
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	Haugruen 67760 Gambsheim	3	-	3	50	6	-	3	-	-	7	EUR
À l'étranger				-								
Emosson	Centrale de la Bâtiaz Case postale 391 1920 Martigny	14	14	-	50	140	-	-	-	-	-	CHF
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	Werkstrabe 5 76596 Forbach Allemagne	3	-	3	50	10	3	67	-	-	14	EUR
Forces Motrices du Chatelôt	Centrale du Châtelot 2325 Les Planchettes	-	-	-	50	6	-	2	-	-	4	CHF
Sociétés industrielles et commerciales		**6 521**	**15**	**6 506**					**7 339**	**184**		
Autres (GIE EIFER)		**130**	**125**	**5**					**-**	**-**		
TOTAL FILIALES		**64 447**	**14 181**	**50 266**					**30 209**	**4 670**		

(1) EDF International a pour activité la prise et la gestion de participations dans des entités opérant dans le domaine de l'énergie à l'étranger, dont notamment : EDF Energy, Edison, Luminus, EDF Gas Deutschland, EDF China Holding Ltd, Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd, EDF Norte Fluminense, EDF Brasil Holding, EDF Inc. Pour rappel, EDF Energy porte les projets de développement nucléaire en Angleterre, dont HPC et Sizewell C.

(2) C3 détient notamment EDF Investissements Groupe à 100 %, filiale en charge du financement à moyen et long terme des activités situées hors de France.

(3) EDF Développement Environnement (EDEV) est une holding des filiales et participations destinées au développement des métiers du Groupe en France, dont notamment : l'efficacité et la rénovation énergétique (IZI solutions, IZI confort, EDF ENR), la mobilité électrique (IZIVIA), le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs (Cyclife, Orano DS), la production d'origine renouvelable (EDF Renouvelables, Hydrostadium), la gestion locale de l'énergie (Agregio, e2m), d'autres activités avec en particulier Électricité de Strasbourg.

(4) CTE détient RTE à 100 %.

(5) Prise de participation à 100 % dans les sociétés Arabelle Solutions France et Arabelle Electronics France, dans le cadre de la transmission universelle de patrimoine de la société Arabelle Holding réalisée le 17 décembre 2024 (voir note 2.1.6).

(6) EDF Holding détient EDF Trading qui assure des services d'optimisation et de gestion des risques et l'interface avec les marchés de gros.

(7) EDF Immo détient notamment la Gérance Générale Foncière et Sofilo à 100 %.

(8) EDF Nam Theun Holding détient une participation dans Nam Theun 2 Power Co.

(9) Regroupement de titres de participation dont la valeur comptable unitaire est inférieure à 400 millions d'euros.

16.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Adresse du siège social	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2024	Dépréciations 31/12/2024	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2024	% du capital détenu	Capital social 2023	Résultat de l'exercice 2023	Capitaux propres 2023 hors capital social et résultat	Dividendes reçus en 2024	Devises
Report Total Filiales		**64 447**	**14 181**	**50 266**	**-**		**-**		**4 670**	
Participations										
dont la quote-part détenue est inférieure à 50 % et supérieure à 10 %										
Trimet France	Rue Henri Sainte Claire Deville 73300 Saint Jean de Maurienne	130	66	64	35	58	115	348	34	EUR
Dalkia Investissements	33 Place des Corolles 92400 Courbevoie	63	56	7	50	1	2	14	1	EUR
Total		**193**	**122**	**71**					**35**	
dont la quote-part détenue est inférieure à 10 %										
Force Motrice de Mauvoisin	Postfach Axpo 5401 Baden Suisse	1	-	1	9,8	100	6	16	1	CHF
Total		**1**	**-**	**1**					**1**	
Total Participations		**194**	**122**	**72**					**36**	
TOTAL DES FILIALES ET PARTICIPATIONS		**64 641**	**14 303**	**50 338**					**4 706**	

16.4 Relations avec les filiales

(en millions d'euros)	Créances d'EDF [1]		Dettes d'EDF [1]			
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
AT34	168	-	-	-	-	-
CTE	-	334	-	186	-	-
Framatome	212	311	-	726	-	7
EDF Energy	1 651	98	-	166	-	117
EDF Renouvelables	8 675	-	-	-	-	385
EDF International	22 655	-	-	-	-	630
EDF Trading	804	1 627	-	1 584	-	78
Enedis	5 028	-	-	1 426	-	125
Dalkia France	1 750	55	-	146	-	72
EDF Production Électrique Insulaire	335	-	-	140	-	8
EDF Luminus	-	52	-	-	-	-
Edvance	14	51	-	140	-	-
Arabelle Solutions	215	-	-	-	-	2
Sous-groupe Arabelle	-	-	-	86	-	-
Group Support Services	-	57	-	-	-	-
Électricté de Strasbourg	-	52	-	-	-	-
Agregio	-	-	-	75	-	-
Cyclife	26	-	-	64	-	1
EDF Belgium	-	-	-	105	-	-
Comptes courants [2]	-	-	-	1 705	-	-
Convention de placement des liquidités des filiales [3]		-	5 805	-	(319)	-
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales [4]		-	18 724	-	(866)	-
Convention d'intégration fiscale	-	-	-	2 077	-	-

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

(2) Dont Sofilo pour 660 millions d'euros, EDF Production Électrique Insulaire pour 550 millions d'euros, EDF Immo pour 274 millions d'euros, et Enedis pour 107 millions d'euros.

(3) Inclut notamment en 2024, le tirage sur la ligne de crédit de 93 millions d'euros avec Arabelle Solutions France, transférée à EDF (voir note 2.1.6).

(4) Dont C3 pour 5 378 millions d'euros, EDF Energy pour 3 197 millions d'euros, EDF Holding pour 2 815 millions d'euros, EDF Trading pour 2 388 millions d'euros, Edison pour 881 millions d'euros, Framatome pour 833 millions d'euros et EDF International pour 738 millions d'euros.

16.5 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**25 803**	**24 717**	**28 627**	**25 683**	**24 869**	**31 389**

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2024, 24 869 millions d'euros d'actifs dédiés (voir note 26.6.5).

16.6 Créances de l'actif immobilisé

Ce poste comprend essentiellement des prêts accordés aux filiales :

	Degré d'exigibilité				
(en millions d'euros)	< 1 an [1]	1 à 5 ans [2]	> 5 ans [3]	Montants bruts au 31/12/2024	Montants bruts au 31/12/2023
Créances rattachées aux participations	1	-	49	50	50
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [4]	7 474	15 702	19 157	42 333	36 705
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**7 475**	**15 702**	**19 206**	**42 383**	**36 755**

(1) Dont 4,5 milliards d'euros à EDF Renouvelables, 0,8 milliard d'euros à EDF Trading, 0,4 milliard d'euros à EDF International correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, et 0,7 milliard d'euros de dépôt de garantie versé par EDF à Enedis.

(2) Dont 10,7 milliards d'euros à EDF International, 3,1 milliards d'euros à EDF Renouvelables, et 1 milliard d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.

(3) Dont 11,4 milliards d'euros à EDF International correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, 3,8 milliards d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit, 1,6 milliard d'euros à EDF Energy correspondant à l'échéance de prêts et 1 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.

(4) La variation s'explique principalement par des prêts accordés aux filiales en 2024 pour 4,9 milliards d'euros dont 4,5 milliards d'euros à EDF International, 1,6 milliard d'euros à EDF Renouvelables et (1,7) milliard d'euros de remboursement de la part d'EDF Trading ainsi qu'un dépôt de garantie accordé par EDF à Enedis pour 0,7 milliard d'euros.

Note 17 Stocks et en-cours

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des certificats d'émission de gaz à effet de serre et des certificats d'économies d'énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

MATIÈRES ET COMBUSTIBLE NUCLÉAIRES

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication).

Le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie dans l'article D. 594-1 du Code de l'environnement.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

AUTRES STOCKS D'EXPLOITATION

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'économies d'énergie acquis pour le cycle de production (voir note 6) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du « Coût moyen pondéré » en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.1).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

CERTIFICATS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne (EU-ETS).

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier...). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 € par tonne de CO_2 pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021-2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 % par rapport à 1990 pour l'Union européenne[1]).

Par ailleurs, dans le cadre du paquet législatif « *Fit for 55* », la Commission européenne a adopté en avril 2023, les actes législatifs réhaussant l'objectif de diminution des émissions de CO_2 d'au moins 62 % à l'horizon 2030 pour les secteurs concernés par les EU-ETS. Ces nouvelles règles introduisent également la réduction du nombre de quotas acquis automatiquement par chaque entreprise concernée par les ETS.

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du Règlement 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des certificats d'émission est conditionné par leur intention de détention.

Les certificats d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la règlementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit for 55*.

- un actif est comptabilisé en stock de matières premières si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de certificats d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux certificats d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;
- un passif est enregistré en dettes fiscales dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les certificats d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 198	(3)	10 195	9 801	(24)	9 777
Autres matières premières *	429	(243)	186	445	(230)	215
Autres approvisionnements	1 843	(316)	1 527	2 463	(299)	2 164
En cours de production et autres stocks	1 191	-	1 191	1 164	-	1 164
TOTAL STOCKS	**13 661**	**(562)**	**13 099**	**13 873**	**(553)**	**13 320**

* *La baisse de ce poste sur la période intègre la comptabilisation d'une dépréciation complémentaire du stock de charbon à hauteur de (13) millions d'euros ((230) millions d'euros en 2023) en raison d'un moindre recours aux moyens de production fonctionnant au charbon dans un contexte de meilleures disponibilités notamment des centrales nucléaires.*

Note 18 Créances de l'actif circulant et disponibilités

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

Les créances de l'actif circulant et disponibilités sont réparties par échéance, comme suit :

	Degré d'exigibilité				
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2024	Montants bruts au 31/12/2023
Avances et acomptes versés sur commandes	**620**	**194**	**111**	**925**	**756**
Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	3 861	-	-	3 861	4 028
Factures à établir [1]	10 491	-	-	10 491	11 469
Autres créances d'exploitation [2]	5 037	103	239	5 379	3 772
Créances d'exploitation	**19 389**	**103**	**239**	**19 731**	**19 269**
Instruments de trésorerie [3]	4 056	94	1	4 151	2 759
Disponibilités	6 023	-	-	6 023	8 147
Charges constatées d'avance	442	237	349	1 028	1 137
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**30 530**	**628**	**700**	**31 858**	**32 068**

(1) Ce poste concerne pour l'essentiel les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au 31 décembre 2024. La baisse de ce poste s'explique principalement par une diminution de l'encours des créances commerciales associées au programme de titrisation mis en œuvre sur 2023 portant sur des créances clients.

(2) En 2024, elles comprennent 3 431 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes (2 539 millions d'euros en 2023). Au 31 décembre 2024, les autres créances d'exploitation comprennent également une créance de 792 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre une dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir notes 4 et 31 renvoi (4)).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (160 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 591 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2024 s'élève à 6 861 millions d'euros. Le mécanisme de la compensation des charges de service public de l'énergie en France est présenté en note 4.

Les montants encaissés sur l'année 2024, en provenance du budget général de l'État, s'établissent à 3 472 millions d'euros. Ce montant résulte notamment du solde du mécanisme au titre de l'année 2023 pour 227 millions d'euros et de la compensation du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 3 245 millions d'euros.

Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2024-124 du 26 juin 2024 prise en application de l'article L. 336-5 du Code de l'énergie tel que modifié par l'article 225 de la loi de finances n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 pour 2024, et de l'article 5 du décret n° 2024-556, les compléments de prix ARENH perçus en 2024 pour un montant de 556 millions d'euros viendront diminuer les compensations à financer par le budget de l'État au titre du mécanisme 2025. Ces derniers minorent donc la créance relative aux charges de service public de l'énergie d'EDF au 31 décembre 2024.

Au 31 décembre 2024, EDF constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 792 millions d'euros (dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Note 19 Valeurs mobilières de placement

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les valeurs mobilières de placement sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de Bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les valeurs mobilières de placement sont constituées des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation
OPCVM	1 156	1 369	(213)
TCN court terme en euros et en devises [1]	1 323	372	951
Titres reçus en garantie [2]	345	-	345
Obligations	11 436	16 525	(5 089)
Titres juniors reçus en garantie	2 013	1 689	324
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	113	105	8
Total valeur brute [3]	**16 386**	**20 060**	**(3 674)**
Dépréciations	(265)	(553)	288
TOTAL VALEUR NETTE	**16 121**	**19 507**	**(3 386)**

(1) La part affectée aux actifs dédiés est nulle au 31 décembre 2024 ainsi qu'au 31 décembre 2023 (voir note 26.6.5).

(2) Ils comprennent 345 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en dettes financières (voir note 32 renvoi (4)).

(3) La diminution de l'encours des obligations a notamment permis la réalisation de remboursements anticipés de tirages sur des lignes de crédit bilatérales bancaires. La hausse observée sur l'encours de TCN s'explique par l'inversion de la courbe des taux permettant ainsi de bénéficier d'une rémunération plus favorable.

Note 20 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation
Valeurs mobilières de placement	16 386	20 060	(3 674)
Disponibilités	6 183 (1)	8 738 (1)	(2 555)
Sous total à l'actif du bilan	**22 569**	**28 798**	**(6 229)**
OPCVM *(en euros)*	(1 156)	(1 369)	213
TCN *(en euros)*	(1 265)	(282)	(983)
TCN *(en devises)*	(58)	(90)	32
Titres reçus en garantie	(345)	-	(345)
Obligations	(11 436)	(16 525)	5 089
Titres juniors reçus en garantie	(2 013)	(1 689)	(324)
Intérêts courus	(113)	(105)	(8)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(16 386)**	**(20 060)**	**3 674**
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	-	-	-
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste «dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » et les titres juniors inclus dans le poste « valeurs mobilières de placement » du bilan	(8 344)	(9 041)	697
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie *	**(2 161)**	**(303)**	**(1 858)**
Élimination de l'incidence des variations de change			76
Incidence des reclassements et variations de juste valeur			(10)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres *			-
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			**(1 792)**

* *Voir tableau de flux de trésorerie*

(1) Dont 160 millions d'euros correspondant à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés au 31 décembre 2024 contre 591 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir note 18 renvoi (3)).

Depuis 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie sont classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales C3, EDF Holding, Arabelle Solutions, EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, EDF Production Électrique Insulaire, EDF Trading, EDF Energy, Sofilo et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes sont présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font, quant à elles, parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.

Note 21 Écarts de conversion-actif

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours de change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises, non couverts pour leur risque de change, sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts, conformément au règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture. Par symétrie, le résultat de change réalisé au titre des dérivés de couverture impacte le compte de résultat au même rythme que l'élément couvert.

Les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2024 une perte de change de 1 363 millions d'euros liée principalement :

- aux pertes de change latentes dues aux effets de l'évolution des devises (dollar américain et livre sterling pour l'essentiel) pour un montant de 1 127 millions d'euros au 31 décembre 2024 (936 millions d'euros au 31 décembre 2023) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2024 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 236 millions d'euros (251 millions d'euros au 31 décembre 2023). Conformément aux dispositions du PCG, par application du principe de symétrie énoncé à l'article 628-11, le résultat réalisé (311 millions d'euros en 2019 sans équivalent en 2020, 2021, 2022, 2023 et 2024) est comptabilisé en écarts de conversion-actif. Il est reconnu en charges sur la durée de vie résiduelle de l'élément couvert, de manière symétrique au mode de comptabilisation des produits et des charges de l'élément couvert. Une charge d'un montant de 15 millions d'euros a été comptabilisée en résultat financier sur l'exercice 2024 à ce titre (15 millions d'euros sur l'exercice 2023).

Retraitée des effets induits par les écarts de change réalisés sur les instruments de couvertures dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 236 millions d'euros et par des *swaps* de change en couverture des titres actifs dédiés pour un montant de 714 millions d'euros, la provision pour pertes de change s'élève à 413 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 25 renvoi (1)).

Note 22 Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2022	**1 944**	**25 698**	**8 187**	**(30 648)**	**218**	**5 742**	**11 141**
Affectation du résultat 2022	-	-	(30 648)	30 648	-	-	-
Résultat 2023	-	-	-	7 710	-	-	7 710
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Augmentations de capital 2023 [1]	141	2 249	-	-	-	-	2 390
Réduction de capital 2023 [2]	(1)	(6)	-	-	-	-	(7)
Acomptes sur dividendes 2023	-	-	-	-		-	-
Autres variations	-	1	-	-	(9)	(106)	(114)
Situation au 31 décembre 2023	**2 084**	**27 942**	**(22 461)**	**7 710**	**209**	**5 636**	**21 120**
Affectation du résultat 2023	-	-	7 710	(7 710)	-	-	-
Résultat 2024	-	-	-	9 865	-	-	9 865
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Acomptes sur dividendes 2024	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations	-	1	-	-	56	(134)	(77)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 084**	**27 943**	**(14 751)**	**9 865**	**265**	**5 502**	**30 908**

(1) Voir notes 22.1 et 22.3. des comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2023.

(2) Voir notes 22.1 et 16.6. des comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2023.

22.1 Capital social

Au 31 décembre 2024, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros, composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

22.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale mixte des actionnaires réunie le 11 juin 2024 a décidé de ne pas verser de dividendes en 2024 au titre de l'exercice 2023.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2024.

Note 23 Autres fonds propres

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts-Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et la prime liés à l'émission des titres subordonnés sont comptabilisés à l'actif du bilan en charges à répartir et sont amortis le cas échéant au *prorata temporis* sur la durée de la tranche à laquelle ils se rapportent.

La charge d'intérêt annuelle relative à ces instruments est enregistrée en charge financière dans le compte de résultat.

Un reclassement des titres subordonnés à durée indéterminée est effectué des « autres fonds propres » en « dettes financières », lorsqu'une intention d'exercer une option de remboursement à court terme est annoncée.

Au 31 décembre 2024, les autres fonds propres présentent un solde de 10 188 millions d'euros composé :

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 valorisés pour un montant de 758 millions d'euros. Cette valorisation est la contre-valeur euro de la valeur nominale résiduelle restante soit 628,7 millions de livres sterling à la suite d'un rachat partiel de 621,3 millions de livres sterling intervenu en septembre 2024 concernant une souche initiale de 1 250 millions de livres sterling émise en janvier 2013 (voir note 2.2.8). Par ailleurs le 10 septembre 2024, EDF a annoncé vouloir exercer son option de rachat des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant en nominal de 1 250 millions d'euros émis en janvier 2013. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2024 un montant de 1 250 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement au 29 janvier 2025 (voir notes 2.2.4 et 32 renvoi (4)) ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2014 valorisés pour un montant de 1 402 millions d'euros. Cette valorisation intègre la réalisation d'un rachat partiel de 498,7 millions d'euros intervenu en septembre 2024 concernant une souche initiale de 1 000 millions d'euros émise en janvier 2014 (voir note 2.2.8) ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en décembre 2019 valorisés pour un montant de 498 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour un montant de 2 091 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2021 valorisés pour un montant de 1 245 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2022 valorisés pour un montant de 1 000 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2023 valorisés pour un montant de 1 444 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2024 valorisés pour un montant de 1 750 millions d'euros (1 753 millions euros (voir note 2.2.7) déduction faite d'une prime d'émission de (3) millions d'euros).

Par ailleurs, EDF a exercé son option de rachat au 5 juillet 2024 des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant en nominal de 1 250 millions d'euros émis en octobre 2018 (voir 2.2.4).

Ce solde intègre les effets liés aux variations de change, les primes de remboursement et leurs amortissements.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée s'élève à 493 millions d'euros au 31 décembre 2024 (602 millions d'euros au 31 décembre 2023). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture ».

Titres subordonnés à durée indéterminée (en millions de devises) à la clôture :

Date d'émission *	Montant du nominal net des rachats	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	629	GBP	13 ans	6,00 %
01/2014	501	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
12/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %
06/2023	1 500	USD	10 ans	9,13 %
09/2024	500	EUR	5 ans	5,13 %
09/2024	650	EUR	8 ans	5,63 %
09/2024	500	GBP	11 ans	7,38 %

* *Date de réception des fonds.*

Note 24 Passifs spécifiques des concessions

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Ces passifs concernent les concessions de distribution publique d'électricité de SEI et les concessions d'énergie hydraulique.

PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler).

Ces passifs non financiers recouvrent :

- les amortissements constitués sur la partie des biens réputés financés par le concédant,
- la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment lors du remplacement effectif du bien en droits du concédant sur les biens existants, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant.

PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS D'ÉNERGIE HYDRAULIQUE

Ces passifs comprennent :

- la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- les écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er janvier 1977 ;
- l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

À la suite des modifications apportées au traitement comptable des concessions d'énergie hydraulique au 1er janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 a été transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

Les passifs spécifiques des concessions se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Contre-valeur des biens	161	138
Écarts de réévaluation	688	710
Amortissement de caducité	554	491
Concessions d'énergie hydraulique	**1 403**	**1 339**
Contre-valeur des biens	2 294	2 218
Financement du concessionnaire non amorti	(1 515)	(1 439)
Amortissement du financement du concédant	404	391
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	6	6
Concessions de distribution publique *	**1 189**	**1 176**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 592**	**2 515**

* *Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).*

Note 25 Provisions pour risques

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la certitude raisonnable de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les autres provisions concernent notamment :

- les pertes sur contrats onéreux ; elles concernent principalement les activités gazières GNL (contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.
- les pertes latentes de change ;
- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution publique d'électricité ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux (voir notes 6 et 17).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

Les variations des provisions pour risques se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation [2]	Financières	Suite à utilisation [2]	Sans objet [2]	Financières	31/12/2024
Provisions pour pertes de change [1]	419	-	104	-	-	(110)	413
Provisions pour contrats déficitaires	470	-	23	(27)	-	-	466
Autres provisions pour risques	342	88	-	(75)	(29)	-	326
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**1 231**	**88**	**127**	**(102)**	**(29)**	**(110)**	**1 205**

(1) Les provisions pour pertes de change d'un montant de 413 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 21) concernent principalement les emprunts obligataires après couvertures pour 294 millions d'euros. La variation des provisions pour pertes de change d'un montant de 6 millions d'euros est comptabilisée en résultat financier (voir note 11 renvoi (8)).

(2) Voir note 5.

Note 26 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses de l'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion des combustibles usés, pour reprise et conditionnement des déchets (le cas échéant) et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à la France ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à la France et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits ci-dessus :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 26.6).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'estimations, de jugements et d'incertitudes qui sont décrits en note 1.2.2.

Fin 2024, le niveau d'incertitudes augmente du fait de circonstances ponctuelles présentées ci-après et appelées à évoluer à court et moyen terme, notamment (i) les études d'APS en 2025 et 2026 des nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC) du programme aval du futur (voir note 26.1), et (ii) les évolutions règlementaires récentes sur le traitement des peintures amiantées et l'analyse de leur impact éventuel (au travers d'un plan d'actions démarré en 2025 tenant compte de la complexité des prélèvements du fait de l'ampleur des surfaces considérées et de leur diversité) sur le devis de démantèlement des installations en exploitation (voir note 26.3).

Par ailleurs, la publication par l'État du nouvel arrêté de chiffrage du projet Cigéo est attendue à l'horizon de septembre 2025 (voir note 26.2.).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation [1]	Financières [2]	Suite à utilisation	Sans objet	Autres mouvements [1] [2]	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	13 876	4 058	573	(1 113)	-	55	17 449
dont non liées au cycle d'exploitation	*1 760*	*2 678*	*76*	*(36)*	-	*18*	*4 496*
*dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006**	*1 219*	-	*61*	*(42)*	-	-	*1 238*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	869	301	(348)	-	129	14 156
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**27 081**	**4 927**	**874**	**(1 461)**	**-**	**184**	**31 605**
dont aval du cycle nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	25 862	4 927	813	(1 419)	-	184	30 367
dont aval du cycle nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 219	-	61	(42)	-	-	1 238
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 419	399	753	(274)	-	(76)	19 221
Provisions pour derniers cœurs	2 720	-	126	-	-	149	2 995
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**21 139**	**399**	**879**	**(274)**	**-**	**73**	**22 216**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**48 220**	**5 326**	**1 753**	**(1 735)**	**-**	**257**	**53 821**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	47 001	5 326	1 692	(1 693)	-	257	52 583
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 219	-	61	(42)	-	-	1 238

* *Champ d'application de la Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).*

(1) L'évolution des provisions liées à la production nucléaire s'explique notamment par :

- *une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés pour 3 301 millions d'euros (voir note 26.1.) dont 3 291 millions d'euros en « dotations d'exploitation » pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 5 renvoi (1)), et 10 millions d'euros en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;*
- *une hausse de 428 millions d'euros traduisant la première divergence de la centrale de Flamanville 3 dont 235 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, 22 millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs, 73 millions d'euros sur les provisions pour gestion des combustibles usés, et 98 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Ces éléments sont présentés principalement en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;*
- *une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL pour 823 millions d'euros (voir note 26.2.) dont 775 millions d'euros en « dotations d'exploitation » pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 5 renvoi (2)), et 48 millions d'euros en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs.*

(2) Il est par ailleurs à noter une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base (voir note 26.5) diminuant les provisions de (964) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « Charges d'actualisation » pour un montant de (514) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 11 renvoi (5)) et en « Autres mouvements » pour un montant de (450) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

L'effet d'actualisation comprend par ailleurs la charge de désactualisation pour 2 267 millions d'euros comptabilisée en compte de résultat (voir note 11 renvoi (5)).

Concernant les installations de tiers :

- EDF, Orano Recyclage et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

26.1 Provisions pour gestion des combustibles usés

Traitement des combustibles usés

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités nominales à traiter par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (soit 24 réacteurs autorisés actuellement au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion des combustibles usés (GCU) (17 449 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion des combustibles usés concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le précédent contrat d'application venant à échéance fin 2023, les négociations entre EDF et Orano Recyclage ont convergé en septembre 2023 avec la signature d'un accord sur les principes du contrat d'application couvrant la période 2024-2026. Cela s'est traduit par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion des combustibles usés au 31 décembre 2023 (voir note 5 renvoi (1)). Cet accord intègre l'évolution des conditions économiques sous-jacentes au contrat et les besoins exprimés par Orano Recyclage en termes de coûts d'exploitation nécessaires à une meilleure performance de ses usines.

Le contrat d'application pour la période 2024-2026, reprenant les éléments de l'accord de septembre 2023 sur les principes mentionnés ci-dessus, a été signé le 1er octobre 2024. En conséquence, la signature de ce contrat n'a pas d'impact significatif en 2024 sur les provisions pour gestion des combustibles usés.

Entreposage des combustibles usés

Par ailleurs, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle, avec à fin 2023 :

- d'une part, un sujet relatif au risque de saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030 compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF. Dans cette perspective, il était pris en considération la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service d'un premier bassin était prévue pour 2034, afin d'augmenter le volume d'entreposage à long terme des futurs combustibles usés et ainsi éviter la saturation. Ce premier bassin, avec une fonction d'extension des piscines des réacteurs nucléaires permettant d'assurer la continuité d'exploitation du parc, était ainsi considéré comme une immobilisation corporelle. Dans l'attente de ce bassin, des solutions transitoires, projets parades de densification des piscines existantes du site Orano de La Hague et solution complémentaire d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE), faisaient l'objet d'études dont les coûts associés étaient couverts par les provisions ;
- et d'autre part, le besoin d'entreposage de long terme du combustible usé engagé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usés), et le combustible de Creys-Malville dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Ce besoin était couvert par des provisions basées sur un scénario de construction d'un deuxième bassin au titre de la piscine d'entreposage centralisé dont la mise en service était prévue en 2047.

Concernant ce sujet de gestion des combustibles usés, le premier semestre 2024 a été marqué par :

- le Conseil de Politique Nucléaire (CPN) du 26 février 2024 qui a permis de confirmer les grandes orientations de la politique française sur l'aval du cycle combinant le retraitement, la réutilisation des combustibles usagés et la fermeture du cycle, *via* la prolongation, la résilience des installations actuelles et le renouvellement des usines du cycle à La Hague ;
- l'audition conjointe Orano et EDF du 11 avril 2024 par le collège de l'ASN qui a permis, dans le contexte du CPN mentionné ci-dessus, de présenter de façon convergée un état des lieux à date des capacités d'entreposage sur le site de La Hague ainsi que les projections de quantités de combustibles usés à entreposer. Suite à cette audition, l'ASN, dans sa note d'information du 17 avril 2024, a pris note d'un report du risque de saturation dans les piscines de La Hague, tout en réaffirmant le besoin de mise en place de parades pour restituer des marges de sécurité. Par ailleurs, l'ASN a appelé les exploitants à mettre en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage de long terme dans les délais les plus courts possibles avec des objectifs de sûreté de haut niveau.

Ainsi, le scénario industriel présenté par EDF devant le collège des commissaires de l'ASN le 11 avril 2024 intégrait la détente annoncée du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (avec mise en œuvre des parades) conjuguée à la perspective de renouvellement des usines de La Hague, avec notamment le recours à un bassin unique (au lieu de deux bassins précédemment prévus, comme mentionné ci-dessus) sous maîtrise d'ouvrage EDF, conformément aux dispositions de l'arrêté du 9 décembre 2022 pris en application du décret n° 2022-1547 du 9 décembre 2022, et ayant pour fonction l'entreposage longue durée du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville. Les estimations retenues pour valoriser ce scénario reposaient sur ces hypothèses structurantes.

Au 30 juin 2024, ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du premier bassin pour un montant de 142 millions d'euros et à la mise à jour des provisions pour gestion des combustibles usés à fin juin 2024, en tenant compte des dernières estimations, de la façon suivante :

- concernant la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (entre 2030 et 2040), la confirmation de la mise en œuvre du projet parade de densification de ces piscines, avec la finalisation des études de développement conduisant à une augmentation des provisions de 311 millions d'euros au 30 juin 2024. La solution complémentaire d'entreposage à sec reste également envisagée à ce stade ;
- concernant le besoin d'entreposage de long terme du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville, la prise en compte du nouveau dimensionnement de la capacité d'un bassin unique et d'une mise en service au plus tôt. L'estimation s'appuie sur une revue des coûts du projet proposé par EDF au niveau avant-projet sommaire (APS) finalisée sur le premier trimestre 2024 et intégrant les derniers requis en termes de sûreté et de sécurité. Ces éléments ont conduit à une augmentation de cette provision, non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006 et donnant donc lieu à constitution d'actifs dédiés, pour un montant de 2 657 millions d'euros au 30 juin 2024 ;

- concernant le combustible usé engagé à date à l'uranium issu du traitement (URE), il est dorénavant considéré dans le scénario industriel qu'il sera traité (en dilution de l'UNE usé) dans les usines existantes de La Hague (en lieu et place d'un entreposage de long terme suivi d'un stockage direct). Les provisions pour gestion des combustibles usés au titre du traitement ont augmenté de 333 millions d'euros, et les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs ont diminué de 120 millions d'euros.

A l'automne 2024, EDF et Orano ont proposé à l'instruction de la DGEC et de l'ASN un schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur ADF). Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, ce schéma prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (ADEC), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement.

Au 31 décembre 2024, cette proposition est toujours en cours d'instruction par les autorités compétentes. En cas de validation, le projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage Orano se substituera au projet PEC sous maîtrise d'ouvrage EDF.

Dans ce contexte, Orano a récemment démarré les travaux d'études APS sur le programme ADF, qui intègre le projet de nouvelles capacités d'entreposage, qui devraient être menés jusqu'à fin 2026. Les modalités de financement de ce programme ne sont pas arrêtées à date.

Compte tenu de ces éléments structurants restant à préciser, la meilleure estimation à date du montant à provisionner au titre de l'obligation d'entreposage des combustibles usés reste basée sur les hypothèses sous-jacentes mises à jour sur le premier semestre 2024.

Au total, les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés s'élèvent à 504 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 4 496 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX usés et du combustible de Creys-Malville (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Recyclage de l'Uranium de retraitement

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement, suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018. Les premiers assemblages fabriqués à l'usine Framatome de Romans sur Isère ont été chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée, tranche qui a redémarré le 4 février 2024. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'Autorité de Sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion des combustibles usés (soit 485 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

Audit commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et devrait se conclure sur le premier trimestre 2025. À ce stade d'avancement, il n'est pas anticipé d'impacts significatifs sur les provisions pour gestion des combustibles usés au titre de cet audit.

26.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct, le cas échéant après entreposage longue durée, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2024	31/12/2023
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES – Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA – Soulaines (ANDRA)	3 310	3 176
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	371	369
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement – Entreposage ICEDA	10 475	9 660
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**14 156**	**13 205**

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003 et géré par l'ANDRA ;
- les déchets de FMA (gants, filtres, résines, matériaux,...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992 et géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Codolet, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus ou incinérés, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les générateurs de vapeur.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes règlementaires (décrets du Ministère de la Transition Écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal Officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement du Technocentre, une installation de découpe et de fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement d'installations nucléaires. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5e Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR), la feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre a été envoyée à la DGEC début 2023. La saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet a été réalisée mi-janvier 2024. Le Débat Public, débuté en octobre 2024, se terminera en février 2025.

Évolutions 2023

En 2023, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions. Il est à noter qu'il a été notamment pris en compte les effets de la loi de finances 2024 qui prévoit l'introduction d'une taxe générale sur les activités polluantes pour favoriser le recyclage des déchets métalliques TFA et une baisse de la taxe INB sur les centres de stockage à compter de leur arrêt définitif, ce qui viendra modifier les coûts de stockage facturés par l'ANDRA.

Évolutions 2024

En 2024, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, notamment concernant les hypothèses de coûts de stockage des déchets TFA (sur la base du nouveau contrat en cours avec l'ANDRA), amenant à une augmentation des provisions de 56 millions d'euros.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en *sub-surface*.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Conformément à l'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi qu'au 5e PNGMDR [1], l'ANDRA a transmis en mars 2024 un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines et amenant à considérer d'autres options que le site de Vendeuvre-Soulaines pour stocker les déchets graphite. Ce dossier est en cours d'instruction par l'ASN.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets permettent d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA) sans attendre la mise en service d'un centre de stockage spécifique.

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2045, est donc un stockage au CSA. Pour ce graphite, la construction d'un entreposage temporaire sur Chinon associé à un stockage dans un centre spécifique FAVL a été pris en compte en risque.

Concernant les autres réacteurs, les provisions couvrent un stockage direct du graphite dans un stockage.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et, dans une moindre mesure, des déchets issus de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde. C'est l'objet du projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique).

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

À ce titre, l'ANDRA doit remettre en avril 2025 à la DGEC, à l'ASN et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier sera suivi d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo à l'horizon de septembre 2025.

À ce stade, les travaux sur ce dossier de chiffrage sont en cours et plusieurs points sont encore ouverts à discussion. L'estimation des effets cumulés des différents travaux et de leurs interactions nécessite de prendre en compte la vision globale telle qu'elle sera finalisée en 2025.

Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation génère une augmentation de la provision de 823 millions d'euros indépendamment du reste des travaux de chiffrage en cours.

(1) Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs. Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal Officiel du 10 décembre 2022.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 9 508 millions d'euros sont assises sur le coût du stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes, et de la caractérisation des déchets et comprennent, par ailleurs, l'entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, l'évacuation vers le stockage et le stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes.

Depuis 2016, les principaux jalons concernant le projet Cigéo ont été les suivants :

Le 11 janvier 2018, l'ASN a estimé que le projet avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'option de sûreté (DOS). Une revue de conception détaillée a été organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants. Il a rendu, fin 2020, un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA.

L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021. Elle a abouti à un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Les conclusions de la commission notaient que cette enquête publique avait « amené de nombreuses contributions du public, la plupart fort argumentées, la majorité en faveur du projet », et que Cigéo était « opportun, pertinent et robuste ».

En amont de l'enquête, la contre-expertise de l'évaluation socio-économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) avait donné lieu à un avis favorable « tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport ». Elle avait souligné que « le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires ».

L'Autorité environnementale, de son côté, avait souligné, dans son avis du 13 janvier 2021, le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Elle avait aussi émis une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique.

Le décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique Cigéo et a porté la mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays Barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute-Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse). Par ailleurs, le décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet Cigéo parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R. 102-3 du Code de l'urbanisme.

La remise du dossier de demande d'autorisation de création (DAC) a été effectuée le 17 janvier 2023.

À la suite de ce dépôt, le 22 juin 2023, l'ASN a considéré que le dossier de demande d'autorisation de création de Cigéo était recevable. La demande d'autorisation de création a également fait l'objet d'un avis de l'autorité environnementale en date du 27 juin 2024. Cette étape a permis de lancer le travail d'instruction technique du dossier, cadencée par trois réunions du Groupe Permanent (GP) : le GP1 (Groupe Permanent 1) s'est tenu en avril 2024, le GP2 s'est tenu en décembre 2024 et le GP3 est prévu mi-2025, pour un avis de l'ASN prévu en novembre 2025.

L'autorisation de création est visée pour fin 2027.

À date, le planning de référence de l'ANDRA prévoit d'abord une phase industrielle pilote et prend en compte une livraison des premiers déchets entre 2035 et 2040.

Concernant le cas particulier du traitement des déchets bitumineux, L'ASN a demandé dans le cadre de l'instruction du DOS que, pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, la DGEC a mandaté un groupe d'experts pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes. Il a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation). Toutefois, il souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est en cours sur ce sujet.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). À fin 2024, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 968 millions d'euros.

ICEDA, implanté sur le site du Bugey, est l'installation dédiée au conditionnement et à l'entreposage des déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion des combustibles) et de la déconstruction des centrales. L'installation a été mise en service en 2020 et a conditionné ses premiers déchets en 2021.

Depuis 2021, ICEDA a conditionné l'ensemble des déchets activés de démantèlement de Chooz A et les premiers déchets d'exploitation de Fessenheim.

En 2024, l'ASN a autorisé la modification des caractéristiques réglementaires des déchets autorisés à entrer dans l'installation pour y être conditionnés. Cette modification permet à ICEDA d'être autorisée à conditionner 100 % des déchets pour lesquels l'installation a été conçue. L'autorisation de conditionnement prenant en compte ces nouvelles limites est attendue pour début 2025.

Enfin, à la suite de l'arrêt définitif des deux tranches de la centrale de Fessenheim, EDF a déposé une demande de modification du Décret d'Autorisation de Création d'ICEDA afin de permettre à ICEDA de conditionner les déchets de démantèlement de Fessenheim. Le décret modifié est attendu en 2025.

26.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L. 593-20 à L. 593-25 et réglementaires des articles R. 593-65 à R. 593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée : depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix, la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT) et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint-Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation [1]	Financières	Suite à utilisation [1]	Sans objet	Autres mouvements [2]	31/12/2024
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	-	594	(10)	-	(76)	13 510
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	399	159	(264)	-	-	5 711
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**18 419**	**399**	**753**	**(274)**	**-**	**(76)**	**19 221**

(1) Les dotations d'exploitation correspondent pour l'essentiel aux conséquences de la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées (principalement au titre des sujets de traitement des matières dangereuses et de l'obsolescence, tels que précisés ci-dessous) concernant en conséquence des provisions non adossées à des actifs. Les reprises correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2024.

(2) Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2024 pour les provisions adossées à des actifs (voir note 26.5) pour (298) millions d'euros, ainsi que la comptabilisation de la provision pour déconstruction relative à Flamanville 3 pour 235 millions d'euros à la suite de la divergence du réacteur en septembre 2024.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation (concernant Flamanville 3, voir paragraphe « évolutions 2024 »).

Historique des évaluations des provisions et audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration avait également formulé à EDF un certain nombre de recommandations à la suite de cet audit.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc. En 2021, le coût de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effets sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec deux, quatre et dans un cas, six réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 9 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis parc REP en exploitation qui n'en prendrait pas en compte. Ces effets varient selon les paliers, les effets étant d'autant plus importants que le nombre de tranches d'un palier (effet de série) et celui de tranches par site (effet de mutualisation), est élevé, ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (effets de série et de mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur le planning, sur les effets de série, de mutualisation, sur les coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Depuis fin 2023, les conséquences financières de ces risques sont basées sur une valorisation d'un registre des risques identifiés en intégrant l'impact planning (sur base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) en lieu et place d'une évaluation *via* une majoration forfaitaire, pratiquée auparavant.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 19,4 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation (34,1 % pour le devis de la référence Fessenheim).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une inter-comparaison internationale en prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Évolutions 2023

En 2023, le devis à fait l'objet d'une revue annuelle, en prenant en compte des évolutions méthodologiques ainsi que des éléments de retour d'expérience de Fessenheim dont principalement :

- des évolutions méthodologiques (appliquées également aux provisions pour déconstruction des centrales arrêtées et gestion à long terme des déchets radioactifs) sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, une première prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement ainsi que la finalisation de la mise en œuvre de la méthodologie d'estimation analytique des incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction des centrales arrêtées ;
- la prise en compte d'une hypothèse de début de démantèlement par paires de tranches (contre auparavant une hypothèse de début indépendante pour chaque tranche) pour le palier 900 MW, suite au retour d'expérience de la préparation au démantèlement de Fessenheim ;
- une mise à jour des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) en prenant notamment en compte en référence la dernière vision des coûts sur le site de Fessenheim ;
- la prise en compte d'un registre de risques identifiés sur le parc REP (contre une évaluation forfaitaire des risques auparavant), en appliquant les méthodes de valorisation utilisées pour les autres centrales en démantèlement (sur la base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) ;
- une mise à jour des coefficients d'extrapolation (transposition et mutualisation) sur les coûts d'achats d'exploitation, basés sur les données historiques du parc en exploitation.

Pris dans leur ensemble, les éléments ci-dessus de cette révision annuelle ont eu un impact non significatif sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation.

Évolutions 2024

Le devis de déconstruction des 56 tranches nucléaires en exploitation a fait l'objet d'une révision annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros$_{2024}$) s'élève à environ 0,67 milliard d'euros pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,42 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

Par ailleurs, concernant Flamanville 3, après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur réalisé en mai 2024, EDF a procédé à la première divergence du réacteur (après accord de l'ASN) le 3 septembre 2024, c'est-à-dire au démarrage du processus de réaction en chaîne. Cette première divergence implique la comptabilisation des provisions relatives à Flamanville 3, pour un montant de 235 millions d'euros au titre de la déconstruction. L'évaluation est basée sur une transposition du coût de référence de la tête de série 900 MW, adaptée à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans).

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, à Saint-Laurent et à Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2^{e} génération).

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plateforme de téléopération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

De 2016 à 2022

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire), de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernaient la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernaient la provision gestion à long terme des déchets radioactifs (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020, n'ont pas remis en cause les principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

Par ailleurs, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du Ministère de la Transition Écologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de son inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique des risques et d'incertitudes planning (appliquée à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Évolutions 2023

En 2023, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a pris en compte notamment des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, la prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage) ainsi que la généralisation de l'application de la méthodologie d'estimation analytique de risques et d'incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction en cours. L'ensemble de ces derniers éléments ont amené à une augmentation des provisions de 182 millions d'euros.

Il convient de noter par ailleurs une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 41 millions d'euros, au titre des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) à la suite de la mise à jour de l'estimation de ces coûts.

Évolutions 2024

En 2024, dans le cadre des travaux méthodologiques, ont été approfondis les deux sujets transverses suivants :

- le traitement des matières dangereuses (amiante, plomb…) avec le lancement d'un plan d'actions pluriannuel visant à consolider les inventaires amiante et plomb sur les sites, à renforcer la maîtrise du risque matières dangereuses et à évaluer les surcoûts de la gestion de ces matières dangereuses et les potentiels impacts planning. Cela a conduit à une augmentation des provisions de 229 millions d'euros (dont 70 millions d'euros pour la prise en compte des conséquences sur Fessenheim des évolutions règlementaires récentes relatives aux peintures amiantées) ;

  À noter qu'au titre des peintures amiantées, concernant les centrales en exploitation, les quelques repérages positifs récents ne permettent pas d'établir si l'amiante est localisée et circonscrite à un matériel particulier, auquel cas elle pourra faire l'objet d'un traitement *ad hoc* sans surcoût significatif, ou si elle est présente avec le même caractère diffus que dans les peintures des matériels de certains bâtiments de Fessenheim. Davantage de diagnostics sont nécessaires pour caractériser ces installations. À ce titre, un plan d'actions est prévu à partir de 2025 pour collecter les informations disponibles dans le système d'information, et établir un programme de caractérisation, en priorité sur les gros composants peints dimensionnants pour le démantèlement, ensuite élargi à d'autres équipements électromécaniques. Ce programme de caractérisation prendra en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostiqueurs.
- le traitement de l'obsolescence avec une étude détaillée à la suite des travaux menés en 2023 sur les systèmes les plus à risques. Cette étude a été conduite à partir d'une analyse des systèmes de Saint-Laurent A extrapolée à l'ensemble des sites arrêtés, et a conduit à une augmentation des provisions de 108 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée REP – Chooz A	334	294
Réacteur à eau pressurisée – Fessenheim*	1 161	971
Réacteur Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 348	3 258
Réacteur à eau lourde – Brennilis	444	381
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	690	604

** Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.*

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme le bâtiment pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base Chaude Opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 1,1 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens téléopérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7,6 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,3 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Après des difficultés rencontrées sur le chantier jusqu'en 2022 (impact de la crise sanitaire, indisponibilités du pont de manutention), celui-ci a progressé significativement en 2023 et 2024 avec la vidange de la piscine après découpe des structures internes de la cuve, la découpe des tubulures des tuyauteries primaires, préalable à la levée de la cuve, et la rénovation du pont de manutention de la caverne réacteur. La fin du chantier de démantèlement de la cuve est calée en 2027.

  Par ailleurs, un accord de collaboration a été signé avec le CNRS le 7 septembre 2022 pour la réutilisation des cavernes à des fins de recherche fondamentale sur les neutrinos ;
- Fessenheim : les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique.

  À fin 2024, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel. Avec notamment :

  > la totalité du combustible usé qui a été évacuée du site vers La Hague ;

  > une opération de décontamination des circuits primaires de grande ampleur (Full System Décontamination : FSD) qui a été réalisée avec succès sur les 2 réacteurs et s'est terminée en juin 2023 ;

  > le traitement des parties supérieures des générateurs de vapeur (GV) usés (GV issus de leur remplacement réalisé lors de l'exploitation des unités 1 & 2) qui a été réalisé en Suède, et l'accord multilatéral des autorités de sûreté des pays traversés par le transport des parties inférieures de ces GV usés vers la Suède (France, Belgique, Allemagne, Pays-Bas et Suède) qui est en cours d'obtention.

> les travaux de démantèlement électromécanique de la salle des machines, en vue de sa reconfiguration en installation de découplage et de transit des déchets radioactifs.

Concernant le décret prescrivant les opérations de démantèlement, dont l'obtention marquera le début de la phase de démantèlement, d'importantes étapes ont été franchies, notamment : le dépôt du dossier de demande de démantèlement de la centrale en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'ASN, la tenue du GP (Groupe Permanent) le 22 juin 2023, l'enquête publique (du 25 mars au 30 avril 2024) suite à laquelle la commission d'enquête et la préfecture ont rendu un avis favorable.

Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue mi-2025 et sa prise d'effet début 2026 après accord de l'ASN sur les règles générales d'exploitation (RGE) applicables en démantèlement ;

- Réacteurs Uranium Naturel Graphite Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. À la suite de la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. Une mise à jour de l'ensemble de ces dossiers a été envoyée par EDF en février 2024 en réponse aux demandes émises par la MSNR (Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection) dans le cadre de l'analyse de recevabilité. L'enclenchement de l'instruction de ces dossiers par l'ASN et l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire) a eu lieu le 25 novembre 2024 en vue d'un Groupe Permanent prévu en mars 2026.

  L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 – est prévue en 2034, les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2044 sur une période de 14 ans. En parallèle, les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2040). Cet état de configuration sécurisée vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;
- Superphénix : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible vers le bâtiment se trouvant sur site (APEC), démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve. Après l'extraction des bouchons assurant le confinement de la cuve du réacteur, la mise en place de la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) et la mise en service de l'atelier robotisé, les découpes des internes de cuve ont démarré en 2024. Fin 2024, le faux sommier (première partie des internes de cuve) a été extrait de la cuve, découpé et conditionné en colis de déchets. La seconde partie, le sommier (dernière pièce massive à retirer de l'intérieur de la cuve) sera extrait pour être découpé à son tour au premier trimestre 2025. En parallèle, les travaux à l'intérieur du bâtiment réacteur se sont poursuivis avec notamment en 2024 la fin du démantèlement du bouchon couvercle cœur et le début des travaux de démantèlement du puit de cuve et de la cuve de sécurité.

  La fin du démantèlement du réacteur Superphénix est planifiée à horizon 2034.
- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Le 26 septembre 2023, la centrale de Brennilis a obtenu son décret de « démantèlement complet », dont l'entrée en vigueur a été marquée notamment en juin 2024 par l'approbation des nouvelles règles générales d'exploitation par l'ASN et en novembre 2024 par l'obtention de la dernière autorisation ASN relatives aux nouvelles modalités de rejets et de prélèvements d'eau, ce qui permet d'engager le démantèlement du bloc réacteur, la démolition de l'enceinte et la réhabilitation du site attendue en 2041.

26.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible et d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion des combustibles usés et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement d'une tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision.

En 2023, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 103 millions d'euros afin de tenir compte de la mise à jour des coûts des opérations de traitement du combustible usé.

En 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant de 22 millions d'euros relatifs au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

26.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

26.5.1 Calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) – avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans – à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (*European Insurance and Occupational Pensions Authority* – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,22 % pour 2024. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui, dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2024 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,3 % ; 3,6 %] ([2,2 % ; 3 %] à fin 2023) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,4 % ; 3,6 %] ([3 % ; 3,2 %] à fin 2023) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,22 % (3,35 % à fin 2023) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond règlementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de références à des *spreads* d'obligations d'entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations « *Investment Grade* » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Sur la base de ce calcul et en tenant compte de la forte volatilité des taux des OAT à fin 2024, dont il est attendu une baisse, ainsi que de celle des taux, courant 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2024 (4,5 % au 31 décembre 2023), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (2,0 % au 31 décembre 2023), soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2024 (2,5 % au 31 décembre 2023).

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

26.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond règlementaire. Selon l'article D. 594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir de la référence UFR, s'établit à 2,72 % au 31 décembre 2024 (2,85 % au 31 décembre 2023).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2024 en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,6 %.

26.5.3 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2024		31/12/2023	
Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006 *(en millions d'euros)*	**Aux conditions économiques de fin d'année**	**Valeur actualisée**	**Aux conditions économiques de fin d'année**	**Valeur actualisée**
Gestion des combustibles usés	24 849	16 211	18 998	12 657
Dont non liée au cycle d'exploitation	*7 794*	*4 496*	*3 658*	*1 760*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	40 405	14 156	38 467	13 205
Aval du cycle nucléaire	**65 254**	**30 367**	**57 465**	**25 862**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 154	13 510	23 335	13 002
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 313	5 711	8 832	5 417
Derniers cœurs	5 167	2 995	4 668	2 720
Déconstruction et derniers cœurs	**39 634**	**22 216**	**36 835**	**21 139**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		**52 583**		**47 001**

* *Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers.*

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006 *(en millions d'euros)*	2024 Montant des charges aux conditions économiques de fin de période — dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est prévu au-delà de 10 ans *	Total
Gestion des combustibles usés	12 589	12 260	24 849
Dont non liée au cycle d'exploitation	*2 977*	*4 817*	*7 794*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 548	33 857	40 405
Aval du cycle nucléaire	**19 137**	**46 117**	**65 254**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	623	24 531	25 154
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 854	5 459	9 313
Derniers cœurs	1 146	4 021	5 167
Déconstruction et derniers cœurs	**5 623**	**34 011**	**39 634**

* *Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans, les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 24 % et à 45 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 37 % et à 93 % pour la déconstruction.*

En complément, le tableau ci-dessous fournit l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée 31/12/2024	Sensibilité au taux d'actualisation — Sur la provision au bilan + 0,20 %	Sur la provision au bilan - 0,20 %	Sur le résultat avant impôt + 0,20 %	Sur le résultat avant impôt - 0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
• gestion des combustibles usés	17 449	(314)	332	269	(285)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	(712)	795	543	(613)
Déconstruction et derniers cœurs					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	(588)	621		
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	(164)	175	164	(175)
• derniers cœurs	2 995	(97)	103		
TOTAL	**53 821**	**(1 875)**	**2 026**	**976**	**(1 073)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	38 507	(1 636)	1 777	833	(924)

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 10 points de base est de (956)/993 millions d'euros dont 499/(523) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

26.6 Actifs dédiés

26.6.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution des actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D. 594-1 et suivants du Code de l'environnement, modifiés par le décret du 22 novembre 2023 et complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020.

Depuis le décret du 1er juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret fixe le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans.

26.6.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenus par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobiliers, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest ».

L'allocation stratégique validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 29 juin 2018, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 29 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 41 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles seront atteintes progressivement.

EDF Invest gère des actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, une partie des actifs de croissance et des actifs de taux au sein des actifs dédiés.

Au total, au 31 décembre 2024, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 10 839 millions d'euros, dont 9 485 millions d'euros d'actifs de rendement.

26.6.3 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France.

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 26.6.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

26.6.4 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée *via* des fonds d'investissement.

Les actifs de rendement incluent notamment les participations d'EDF dans CTE, Teréga, Fjord1, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Orange Concessions, Optimus Tower, Norlys Fiber, Databank, Nam Theun Power Company, ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États-Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis, Nordic Logistics, Parcolog Invest, Encore+Bergère).

26.6.5 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille ou valeurs mobilières de placement.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2024 est la suivante :

		31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	Notes	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement		**7 585**	**9 485**	**6 956**	**8 657**
Titres de participation (dont CTE) [1]	16.2	7 100	8 993	6 510	8 199
Fonds non cotés (EDF Invest) [2]	16.5	496	503	443	455
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 31	(11)	(11)	3	3
Actifs de croissance		**10 482**	**16 633**	**10 319**	**14 036**
Actions – Parts d'OPC	16.5	9 783	15 995	9 730	13 392
Fonds actions non cotées (EDF Invest) [2]	16.5	698	699	588	589
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 31	1	(61)	1	55
Actifs de taux		**13 908**	**14 202**	**13 972**	**14 192**
Obligations	16.5	12 878	13 172	12 277	12 488
Fonds de dette non cotés (EDF Invest) [2]	16.5	255	260	226	236
Portefeuille de Trésorerie	16.5	364	365	1 095	1 104
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest) [2]	16.5	395	395	358	363
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 31	16	10	16	1
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS [3]		**31 975**	**40 320**	**31 247**	**36 885**

(1) Dont participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. La valeur de réalisation de CTE est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) L'ensemble des fonds EDF Invest doit être examiné globalement, leur valeur nette comptable s'élevant à 1 844 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 257 millions d'euros au 31 décembre 2023) pour une valeur de réalisation de 1 857 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 280 millions d'euros au 31 décembre 2023). Au 31 décembre 2024, les fonds de dette senior non cotée sont désormais détenus par EDF Invest.

(3) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2024 ainsi qu'au 31 décembre 2023.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

26.6.6 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 104,7 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2024.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Provisions pour gestion des combustibles usés – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 496	1 760
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	13 205
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	18 419
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	634	605
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**38 507**	**33 989**

26.6.7 Évolution des actifs dédiés sur l'exercice 2024

L'année 2024 a été marquée pour la deuxième année consécutive par une forte performance des marchés actions, notamment américains. La croissance économique aux États-Unis a surpris par sa vigueur tout au long de l'année et l'environnement économique est resté particulièrement bien orienté, toujours porté par les services en général et les investissements dans l'intelligence artificielle. Le résultat des élections présidentielles américaines a eu des effets positifs sur les marchés en fin d'année 2024 (attentes de baisse des impôts, déréglementation), malgré les effets potentiellement défavorables sur l'inflation, et la faible visibilité que cela entraîne sur l'évolution de la politique monétaire de la Fed. À l'inverse, la croissance économique est restée atone en Europe.

La divergence économique États-Unis/Europe s'est particulièrement reflétée dans la performance en 2024, avec une nette surperformance des actions américaines. Il en résulte une concentration accrue des indices sur les actions américaines, sur le secteur de la technologie et sur certains noms spécifiques (Magnificent Seven).

Le portefeuille actions cotées a progressé de 21,67 % en 2024. Dans le détail, la performance nette en euro s'est élevée à 26,93 % sur les actions d'Amérique du Nord, 6,58 % en Europe, 19,78 % au Japon, et 15,08 % dans les pays émergents.

Les obligations cotées ont progressé de 4,30 % en 2024. Le portefeuille a bénéficié de la gestion tactique de la sensibilité taux, ainsi que des bonnes performances du crédit en général. Le portefeuille obligataire Souverain a enregistré une performance de 2,48 %, le portefeuille d'obligations indexées sur l'inflation de 0,37 %, le portefeuille Crédit EUR *investment* grade de 5,99 %, et le crédit *high yield* court terme de 5,02 %.

En 2024, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés *via* des prises de participation minoritaires dans les infrastructures, l'immobilier (logistique, bureaux) et les fonds d'investissement de *private equity* et de *private debt*.

Au premier semestre 2024, EDF Invest a finalisé l'acquisition à hauteur de 50 % d'entrepôts logistiques situés en Suède (Nordic Logistic), et, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1. Au second semestre 2024, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans Parcolog Invest, un portefeuille d'entrepôts logistiques situés en France, acquis 49 % des titres d'une SCI détenant des actifs de bureau à Paris IX^{e} arrondissement et pris une participation de 40,1 % dans un consortium qui a pris le contrôle de l'opérateur de tours télécoms Optimus Tower en Autriche.

Au 31 décembre 2024, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 1 462 millions d'euros dont 879 millions d'euros dans le résultat financier et 583 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (958 millions d'euros), des reprises de dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées notamment à une évolution favorable des marchés financiers (41 millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (583 millions d'euros).

Note 27 Autres provisions pour déconstruction

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part des coûts constatés pour les opérations passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'augmentation sur la période s'explique principalement par une réévaluation des devis de déconstruction, prenant en compte notamment le dernier retour d'expérience des opérations récentes.

Note 28 Provisions pour avantages du personnel

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG), les agents d'EDF SA bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière…) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail…).

MODE DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIÉS AU PERSONNEL

EDF comptabilise en provisions les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraite ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble des coûts des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre du régime de retraite des IEG comprennent :

- les droits spécifiques des salariés statutaires des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les salariés statutaires à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

La loi du 14 avril 2023, portant la réforme des retraites, a prévu l'affiliation au régime général de vieillesse (CNAV, AGIRC-ARRCO) pour les salariés statutaires recrutés à compter du 1er septembre 2023. Ainsi, pour ces salariés, le financement du régime de retraite relève des règles de financement du régime général de vieillesse, mais ils continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux…).

ENGAGEMENTS LIÉS AU MAINTIEN DES AVANTAGES SOCIAUX AUX PENSIONNÉS STATUTAIRES DU RÉGIME SPÉCIAL DES IEG ET DU RÉGIME GÉNÉRAL DE VIEILLESSE

Tous les pensionnés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient d'avantages sociaux associés au statut des IEG, notamment :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du Statut National du personnel des IEG prévoit que les pensionnés du régime spécial des IEG et ceux du régime général de retraite bénéficient des mêmes avantages en nature que les salariés statutaires actifs. Ils disposent dans ce cadre de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux salariés statutaires d'EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux salariés statutaires ou à leurs ayants droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production, du coût d'acheminement et des taxes). À cet élément, s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE. En effet, en vertu des accords signés avec ENGIE en 1951, EDF fournit de l'électricité à l'ensemble de la population active et retraitée d'EDF et d'ENGIE et réciproquement, ENGIE fournit du gaz à la même population ; en conséquence de ces accords, EDF prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux salariés statutaires d'EDF résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises ;
- les avantages familiaux et l'aide aux frais d'études : les pensionnés du régime spécial des IEG et du régime général de retraite bénéficient des mêmes droits que les salariés statutaires ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un pensionné statutaire, quel que soit son régime de retraite, en inactivité (article 24, § 3 du Statut national). Il est versé aux ayants droits prioritaires des pensionnés décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

ENGAGEMENTS LIÉS AU DÉPART À LA RETRAITE DES SALARIÉS STATUTAIRES DES IEG

Tous les salariés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient des avantages sociaux suivants dans le cadre de leur départ à la retraite :

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, qui deviennent bénéficiaires d'une pension de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la période d'activité du salarié. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, pouvant prétendre à une pension de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ à la retraite, bénéficient au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

ENGAGEMENTS LIÉS À LA RECONNAISSANCE DE L'EXPOSITION À DES FACTEURS DE PÉNIBILITÉ DES SALARIÉS STATUTAIRES AFFILIÉS AU RÉGIME SPÉCIAL DE RETRAITE

Le statut prévoit des modalités d'anticipation de départ à la retraite pour les salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite des IEG lorsqu'ils sont exposés à des critères de pénibilité. Les salariés embauchés avant le 1er janvier 2009 bénéficient de bonifications de leur durée d'assurance pour le calcul de leur pension. Et les salariés embauchés à partir du 1er janvier 2009 bénéficient de l'attribution de jours de congés placés dans un compte épargne jours retraite (CEJR).

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation (1) (4)	Financières (3)	Exploitation (2) (4)	Financières (5)	31/12/2024
Avantages postérieurs à l'emploi	11 581	358	777	(591)	(397)	11 728
Avantages à long terme	954	108	31	(92)	-	1 001
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**12 535**	**466**	**808**	**(683)**	**(397)**	**12 729**

(1) Dont 343 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 120 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 3 millions d'euros au titre des droits non acquis relatifs aux coûts des services passés.

(2) Dont (654) millions d'euros au titre des contributions employeurs, (28) millions d'euros au titre des gains actuariels et (1) million d'euros au titre des droits non acquis relatifs au coût des services passés.

(3) Voir note 11.

(4) Voir note 5.

(5) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisé	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2023	**23 933**	**(9 780)**	**14 153**	**3**	**(1 621)**	**12 535**
Charge nette de l'exercice 2024	1 151	(397)	754	1	93	848
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	1 089	(108)	981	-	(981)	-
Prestations versées	(1 085)	431	(654)	-	-	(654)
SOLDE AU 31/12/2024	**25 088**	**(9 854)**	**15 234**	**4**	**(2 509)**	**12 729**

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2024 s'élèvent à 1 089 millions d'euros, en lien avec :

- la variation du taux d'inflation pour (409) millions d'euros ;
- la variation des charges sociales liée à l'évolution des taux pour 4 millions d'euros ;
- la variation des écarts d'expérience pour 1 494 millions d'euros, principalement liée à l'évolution des rémunérations principales et la revalorisation des pensions.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Coût des services rendus de l'exercice	343	292
Charges d'intérêts (actualisation) [1]	808	914
Rendement escompté des actifs de couverture	(397)	(368)
Amortissements des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	(6)	9
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	99	63
Coût des services passés droits acquis [2]	-	232
Coût des services passés droits non acquis	1	2
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**848**	**1 144**
dont :		
Résultat d'exploitation [3]	437	598
Résultat financier	411	546

(1) Les charges d'intérêts (actualisation) de 808 millions d'euros diminuent de (106) millions d'euros par rapport au 31 décembre 2023, conséquence de la baisse du taux d'actualisation entre le 1er janvier 2024 (3,4 %) et le 1er janvier 2023 (3,9 %).

(2) Le coût des services passés droits acquis s'élève à 232 millions d'euros au 31 décembre 2023 (sans équivalent au 31 décembre 2024), conséquence de la réforme des retraites entrée en vigueur en 2023.

(3) En 2024, le montant correspond aux dotations d'exploitation (466 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (28 millions d'euros) et au titre des droits non acquis relatifs au coût des services passés (1 million d'euros).

28.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	31/12/2024
Retraites	7 535	210	601	(444)	(379)	7 523
Charges CNIEG	462	6	13	(16)	-	465
Avantages en nature énergie	2 633	75	115	(99)	-	2 724
Indemnités de fin de carrière	100	29	18	(8)	(18)	121
Autres	851	38	30	(24)	-	895
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	**11 581**	**358**	**777**	**(591)**	**(397)**	**11 728**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisé	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	18 235	(9 416)	-	(1 296)	7 523
Charges CNIEG	385	-	-	80	465
Avantages en nature énergie	4 010	-	-	(1 286)	2 724
Indemnités de fin de carrière	532	(423)	3	9	121
Autres	925	(15)	1	(16)	895
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2024	**24 087**	**(9 854)**	**4**	**(2 509)**	**11 728**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	17 838	(9 351)	-	(952)	7 535
Charges CNIEG	380	-	-	82	462
Avantages en nature énergie	3 362	-	-	(729)	2 633
Indemnités de fin de carrière	522	(414)	3	(11)	100
Autres	877	(15)	-	(11)	851
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2023	**22 979**	**(9 780)**	**3**	**(1 621)**	**11 581**

28.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises	
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation	Financières	Exploitation	31/12/2024
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	805	99	26	(81)	849
Médailles du travail	132	7	5	(9)	135
Divers	17	2	-	(2)	17
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ	**954**	**108**	**31**	**(92)**	**1 001**

28.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 9 854 millions d'euros au 31 décembre 2024 (9 780 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La valeur des actifs de couverture s'est appréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution plus favorable des marchés financiers.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**9 854**	**9 780**
Actifs de couverture - régime spécial de retraite	**9 416**	**9 351**
dont en % :		
Actions	33 %	31 %
Obligations monétaires	65 %	67 %
Immobilier	2 %	2 %
Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière	**423**	**414**
dont en % :		
Actions	42 %	41 %
Obligations monétaires	58 %	59 %
Autres actifs de couverture	**15**	**15**

28.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 3,40 % au 31 décembre 2024 (3,40 % au 31 décembre 2023) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,90 % au 31 décembre 2024 (2,00 % au 31 décembre 2023) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,38 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution au 31 décembre 2024 des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 4,15 % pour 2024 (4,10 % pour 2023) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 4,41 % pour 2024 (4,27 % pour 2023).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie, en fonction de leur duration, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durations.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 3,40 % au 31 décembre 2024 (3,40 % au 31 décembre 2023).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le groupe EDF pour les pays de la zone euro est de 1,90 % (2,00 % au 31 décembre 2023).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,90 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Pour les exercices 2024 et suivants, les lois de salaires utilisées sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements repose sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Note 29 Provisions pour autres charges

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Sans objet	Autres	31/12/2024
Provisions pour charges relatives :							
• au personnel	52	52	-	(55)	(2)	-	47
• au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	286	8	-	-	(1)	(3)	290
• aux autres charges	480	10	31	(142)	(5)	10	384
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**818**	**70**	**31**	**(197)**	**(8)**	**7**	**721**

Note 30 Passifs et actifs éventuels

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'évènements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : (i) il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou (ii) le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Un actif éventuel est un actif potentiel résultant d'évènements passés et dont l'existence ne serait confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2024 sont les suivants :

Contrôles fiscaux

Pour les exercices 2012 à 2021, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par une décision du 5 juillet 2024, la Cour administrative d'appel de Paris a rendu un arrêt en tous points identique à la décision de première instance et validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre.

Cette décision n'a aucune conséquence financière pour EDF dans la mesure où elle avait déjà décaissé 297 millions d'euros en 2022 en exécution de la décision de première instance (voir note 13.2 des comptes sociaux au 31 décembre 2022). La Société a formé un pourvoi en cassation à l'encontre de la partie qui lui est défavorable de cette décision. Par ailleurs, le ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie favorable à la Société.

Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Sept procédures au fond ont été initiées, par des fournisseurs alternatifs, en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de Hydroption, Vattenfall, Priméo Énergie Grands Comptes et Priméo Énergie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Sur ces sept contentieux, quatre sont définitivement clos et trois sont encore en cours : Hydroption, TotalEnergies et Ekwateur.

Dans l'affaire Hydroption, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond le 13 avril 2021 condamnant EDF à verser à Hydroption 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023, a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Par un arrêt du 24 juin 2024, la Cour d'appel de Paris a de nouveau infirmé le jugement du Tribunal de commerce et rejeté les demandes indemnitaires d'Hydroption. Le 8 novembre 2024, le liquidateur s'est pourvu en cassation.

Dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond le 30 novembre 2021 condamnant EDF à verser à titre de dommages et intérêts 53,9 millions d'euros à TotalEnergies d'une part et 1,8 million d'euros à Ekwateur d'autre part. EDF a fait appel de ces deux jugements. L'audience de plaidoirie devant la Cour d'appel de Paris est prévue le 20 mars 2025.

Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Depuis le 31 décembre 2024, le groupe EDF fait l'objet de deux procédures devant l'Autorité de la concurrence (plainte Plüm et plainte Xélan). Ces procédures sont en cours.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale. EDF estime, qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF.

Par ailleurs, EDF fait régulièrement l'objet de contrôles et de vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF. Ainsi, un contrôle URSSAF relatif aux années 2020 à 2022 s'est achevé sur 2023. Les conclusions du redressement reçues en 2024 ont été traduites dans les comptes sociaux d'EDF au 31 décembre 2024.

Contentieux E-Pango

La société E-Pango a assigné EDF et également les sociétés RTE et Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris le 14 décembre 2023 aux fins d'obtenir la réparation intégrale du préjudice qui lui aurait été causé suite à la résiliation de l'Accord de Responsable d'Équilibre qu'elle avait conclu avec RTE ; cette résiliation ayant entraîné la suspension de son autorisation d'achat pour revente conduisant au basculement de ses clients en offre de secours dont EDF assure la fourniture à titre transitoire.

E-Pango considère que la résiliation de son Accord avec RTE a été effectuée de manière abusive et relève par ailleurs d'une véritable stratégie d'éviction de RTE, avec le concours d'Enedis et ce au bénéfice d'EDF.

E-Pango sollicite ainsi la réparation intégrale de son préjudice à hauteur d'environ 150 millions d'euros lié notamment à l'arrêt de son activité de fournisseur, la perte de valeur économique de son positionnement concurrentiel.

En parallèle, E-Pango a porté plainte devant l'Autorité de la concurrence, qui s'est déclarée incompétente par décision du 7 septembre 2023 pour statuer sur les pratiques anticoncurrentielles dénoncées par E-Pango. E-Pango a formé un recours devant la Cour d'appel de Paris.

L'audience devant le Tribunal de commerce de Paris s'est déroulée le 27 mai 2024 au cours de laquelle EDF (de même que Enedis et RTE) a demandé un sursis à statuer dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris. Le 2 juillet 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement ordonnant le sursis à statuer.

Contentieux indemnitaire ENGIE

La société ENGIE a assigné EDF ainsi que ses filiales Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et IZI Confort devant le Tribunal de commerce de Paris le 13 juin 2024, aux fins d'obtenir la réparation du préjudice qu'elle prétend avoir subi du fait de pratiques sanctionnées par l'Autorité de la concurrence au terme de la décision n° 22-D-06 du 22 février 2022.

EDF conteste fermement le bien-fondé des demandes de la société ENGIE. La procédure devant le Tribunal de commerce est en cours.

Contrats de consultants – Enquête pénale

Le 28 juillet 2016, la Cour des comptes a transmis au Parquet national financier son rapport relatif à la politique des achats d'EDF. À la suite de la transmission de ce rapport, le Parquet national financier a ouvert une enquête préliminaire et chargé la Brigade de répression de la délinquance économique (BRDE) des investigations. En octobre 2023, Henri Proglio, Alain Tchernonog et EDF ont été cités à comparaître du 21 mai au 13 juin 2024 pour la commission d'un prétendu délit de favoritisme relatif au recrutement de consultants extérieurs (14 consultants). EDF a soulevé la prescription des poursuites et a contesté l'infraction alléguée.

À l'issue de l'audience, le Parquet a requis à l'encontre d'Henri Proglio une peine de deux ans d'emprisonnement et 200 000 euros d'amende et à l'encontre d'EDF la peine d'un million d'euros d'amende. Il n'a pas requis la peine complémentaire d'interdiction des marchés publics.

Par jugement rendu le 30 septembre, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus.

Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1er août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours judiciaire fondé notamment sur des motifs d'inconstitutionnalité et d'inconventionnalité. Cette contribution a été mise en place dans le cadre du Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) adopté le 6 octobre 2022 par l'Union européenne (voir note 8). Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

Note 31 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montant brut au 31/12/2024	Montant brut au 31/12/2023
Dettes					
Emprunts obligataires	2 038	11 474	43 282	56 794	51 414
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	1 032	7 754	814	9 600	15 143
Autres emprunts	3 558	5	-	3 563	8 600
Dettes financières diverses					
• avances sur consommation	1	3	25	29	34
• autres dettes	3 178	541	1	3 720	5 472
Dettes financières (voir note 32)	**9 807**	**19 777**	**44 122**	**73 706**	**80 663**
Avances et acomptes reçus des clients (1)	**2 924**	**-**	**-**	**2 924**	**2 520**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés (2)	9 209	-	62	9 271	10 037
Dettes fiscales et sociales (3)	9 072	-	-	9 072	7 625
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 629	18	-	2 647	2 520
Comptes créditeurs (4)	26 786	-	3 377	30 163	33 536
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**47 696**	**18**	**3 439**	**51 153**	**53 718**
Instruments de trésorerie (5)	**2 376**	**461**	**459**	**3 296**	**2 913**
Produits constatés d'avance (6)	**489**	**1 024**	**1 627**	**3 140**	**3 367**
TOTAL DETTES	**63 292**	**21 280**	**49 647**	**134 219**	**143 181**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 808 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(2) La baisse sur la période concerne principalement les dettes vis-à-vis d'EDF Trading résultant d'une baisse des volumes achetés induite par une amélioration de la production nucléaire (voir note 2.1.7).

(3) Au 31 décembre 2024, l'augmentation des dettes fiscales et sociales est corrélée principalement à la hausse de la TVA collectée sur le chiffre d'affaires. Ce poste inclut également un montant de 1 008 millions d'euros au titre de la TICFE-CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (49 millions d'euros au 31 décembre 2023) en lien avec l'application progressive, à partir du 1er février 2024, des tarifs de 20,5 €/MWh pour les professionnels et de 21 €/MWh pour les particuliers, contre des tarifs de 0,5 €/MWh et de 1 €/MWh au 1er février 2023.

(4) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et des conventions de placement et de trésorerie avec les filiales. La position au 31 décembre 2024 intègre un montant de 93 millions d'euros au titre d'un tirage sur une ligne de crédit transférée au passif du bilan d'EDF à l'occasion de la transmission universelle de patrimoine d'Arabelle Holding (voir note 2.1.6). Au 31 décembre 2023, les comptes créditeurs comprenaient également une dette de 2 030 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre une créance de 792 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 18 renvoi (2)).

(5) Ils correspondent notamment aux pertes latentes sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions créditrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 1 163 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(6) Au 31 décembre 2024, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF concernant les centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 2 137 millions d'euros (2 089 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Ils intègrent également le solde de l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat (24 ans).

Ce poste intègre aussi le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu le 14 décembre 2020 qui fait l'objet d'une reprise au compte de résultat au même rythme que les dépenses exposées.

Note 32 Dettes financières

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les primes de remboursement et, le cas échéant, les primes d'émission sont étalées au compte de résultat par fractions égales (linéairement) sur la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

(en millions d'euros)	31/12/2023	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	31/12/2024
Emprunts en euros	492	-	-	-	-	492
Emprunts en devises	14 371	2 645	-	820	-	17 836
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	20 423	3 100	(2 492)	-	-	21 031
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	16 128	931	(426)	802	-	17 435
Emprunts obligataires [1]	**51 414**	**6 676**	**(2 918)**	**1 622**	**-**	**56 794**
Emprunts long terme en euros	13 457	5 450	(10 895)	-	-	8 012
Emprunts long terme en devises	1 686	1 531	(1 704)	75	-	1 588
Emprunts court terme en euros	-	-	-	-	-	-
Emprunts auprès des établissements de crédit [2]	**15 143**	**6 981**	**(12 599)**	**75**	**-**	**9 600**
Titres de créances négociables en euros	5 049	-	(2 068)	-	-	2 981
Titres de créances négociables en devises	-	3	-	7	-	10
Emprunts contractuels à caractère financier	3 551	2 943	(5 922)	-	-	572
Autres emprunts [3]	**8 600**	**2 946**	**(7 990)**	**7**	**-**	**3 563**
Total emprunts	**75 157**	**16 603**	**(23 507)**	**1 704**	**-**	**69 957**
Avances sur consommation	**34**	**-**	**-**	**-**	**(5)**	**29**
Autres dettes financières diverses	3 557	54	(3 812)	9	2 846	2 654 [4]
Comptes bancaires créditeurs	799	-	-	-	(740)	59
Débits bancaires différés	24	-	-	-	(7)	17
Intérêts à payer	1 092	-	-	-	(102)	990
Total autres dettes financières diverses	**5 472**	**54**	**(3 812)**	**9**	**1 997**	**3 720**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**80 663**	**16 657**	**(27 319)**	**1 713**	**1 992**	**73 706**

(1) L'augmentation du poste résulte principalement des émissions d'obligations senior multi-tranches pour un montant global de 6 676 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.9 et 2.2.10) partiellement compensée par des remboursements d'emprunts pour un montant de (2 918) millions d'euros et un effet change pour un montant de 1 622 millions d'euros.

(2) La baisse sur la période s'explique notamment par le remboursement anticipé de tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour (12,6) milliards d'euros compensé partiellement par de nouveaux tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour 7 milliards d'euros (voir note 2.2.3).

(3) La variation s'explique par (2 058) millions d'euros résultant de remboursements de TCN nets d'émission (contre une variation de (5 638) millions d'euros en 2023) et (2 979) millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques ayant donné lieu à une trésorerie décaissée.

(4) Elles comprennent principalement 1 250 millions d'euros (au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 29 janvier 2025 sur la souche en euros de janvier 2013) faisant suite au reclassement opéré par EDF des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir notes 2.2.4 et 23). Elles intègrent également un montant de 820 millions d'euros (2 551 millions d'euros au 31 décembre 2023) au titre de dépôts de garantie reçus par EDF, nécessaires principalement à la réalisation de transactions sur le marché des obligations d'achat. Elles comprennent enfin 345 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en valeurs mobilières de placement (voir note 19 renvoi (2)) ainsi que 98 millions d'euros portant sur des programmes d'affacturage.

32.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
(en millions d'euros)	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
Total I - Euros		**33 089**	**100 %**	**47 %**		**30 846**		**63 935**	**100 %**	**91 %**
CAD	1 250	836	2 %	1 %	(1 250)	(836)	-	-	-	-
CHF	785	834	2 %	1 %	(785)	(834)	-	-	-	-
GBP	8 534	10 292	28 %	15 %	(3 549)	(4 280)	4 985	6 012	100 %	9 %
HKD	2 416	299	1 %	-	(2 416)	(299)	-	-	-	-
JPY	205 800	1 262	4 %	2 %	(205 800)	(1 262)	-	-	-	-
NOK	1 000	85	-	-	(1 000)	(85)	-	-	-	-
USD	24 165	23 260	63 %	34 %	(24 155)	(23 250)	10	10	-	-
Total II - Autres devises		**36 868**	**100 %**	**53 %**		**(30 846)**		**6 022**	**100 %**	**9 %**
TOTAL I+II		**69 957**		**100 %**		**-**		**69 957**		**100 %**

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 34.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

32.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
(en millions d'euros)	Montants	% 31/12/2024	% 31/12/2023	Montants	Montants	% 31/12/2024	% 31/12/2023
Emprunts Long Terme et EMTN	58 825			(25 803)	33 022		
Emprunts Court Terme	2 988			-	2 988		
Dette à taux fixe	**61 813**	**88 %**	**81 %**	**(25 803)**	**36 010**	**51 %**	**48 %**
Emprunts Long Terme et EMTN	7 579			25 803	33 382		
Emprunts Court Terme	565			-	565		
Dette à taux variable	**8 144**	**12 %**	**19 %**	**25 803**	**33 947**	**49 %**	**52 %**
TOTAL	**69 957**	**100 %**	**100 %**	**-**	**69 957**	**100 %**	**100 %**

Note 33 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2024 un gain latent de change de 260 millions d'euros (310 millions d'euros au 31 décembre 2023) dont 137 millions d'euros concernant des emprunts obligataires en livres sterling intégralement couverts par des *cross currency swaps* et 54 millions d'euros concernant des emprunts obligataires en dollars intégralement couverts par des *cross currency swaps*.

Autres informations

Note 34 Instruments financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

INSTRUMENTS DÉRIVÉS

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1er janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1er janvier 2017.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

34.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1 - Opérations sur les taux d'intérêt				
***Swaps* de taux court terme**				
EUR	-	-	-	-
***Swaps* de taux long terme**				
EUR	27 557	27 557	19 677	19 677
USD	8 416	8 416	5 801	5 801
GBP	6 557	6 557	3 556	3 556
CAD	850	850	341	341
Sous-total	**43 380**	**43 380**	**29 375**	**29 375**
2 - Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	47 517	39 254	48 176	40 688
USD	18 220	22 790	24 546	26 657
GBP	16 446	18 047	12 951	16 481
BRL	716	716	566	566
CNY	660	653	997	991
CHF	525	860	468	713
ILS	372	372	382	382
CAD	361	608	209	412
JPY	255	1 068	188	1 201
PLN	194	236	208	256
MXN	175	175	162	162
AUD	82	219	-	-
SEK	39	112	-	-
NOK	-	7	329	329
Autres	256	256	282	387
***Swaps* de capitaux long terme**				
USD	26 396	1 721	21 648	1 871
GBP	18 967	3 990	18 632	2 897
EUR	7 769	49 055	4 294	42 481
JPY	1 560	71	1 235	51
CAD	1 324	-	683	-
CHF	803	-	945	-
HKD	258	-	280	-
NOK	122	-	89	-
ILS	46	46	65	65
PLN	-	57	-	31
Sous-total	**143 063**	**140 313**	**137 335**	**136 621**
3 - *Swaps* de titrisation	**-**	**-**	**-**	**-**
4 - Opérations sur valeurs mobilières	-	-	-	-
Achats et ventes d'options sur titres	-	-	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**186 443**	**183 693**	**166 710**	**165 996**
5 - *Swaps* sur matières premières				
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	4 720	4 720	4 616	4 616
Produits électricité *(en TWh)*	57	133	24	38

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats convertis en euros ou exprimés en euros sur la base du cours de change du 31 décembre 2024 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas). Pour les matières premières, les montants correspondent au nominal couvert, dans l'unité de mesure d'énergie de la matière première.

34.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat

(en millions d'euros)	2024	2023
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux*	318	294
Instruments de change	401	161
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	54	128
Instruments de change	(104)	(42)

**Y compris les intérêts sur les swaps.*

34.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés, dont les nominaux figurent en hors bilan, comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable en résultant et la juste valeur de marché de ces instruments donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur de marché des instruments financiers dérivés, dont les nominaux figurent hors bilan au 31 décembre 2024 calculée par l'entreprise, figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
• *Swaps* de taux, *caps* et *floors*	114	191
Opérations de couverture du risque de change		
• Opérations de change à terme, *swaps* de change et options de change	171	348
• *Cross Currency Swaps*	2 282	1 988
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
• Produits électricité	-	143
• Produits pétroliers	-	(7)
TOTAL	**2 567**	**2 663**

Note 35 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2024, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2024	31/12/2023
Engagements hors bilan donnés	**20 002**	**24 705**	**13 568**	**13 922**	**72 197**	**59 205**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	7 734	16 979	13 166	12 473	50 352	41 217
• *Engagements d'achats de combustible et d'énergie*	*3 654*	*11 833*	*10 209*	*10 705*	*36 401*	*31 424*
• *Autres engagements liés à l'exploitation*	*4 080*	*5 146*	*2 957*	*1 768*	*13 951*	*9 793*
Engagements liés aux opérations d'investissement	4 540	3 779	402	24	8 745	7 610
Engagements liés aux opérations de financement	7 728	3 947	-	1 425	13 100	10 378
Engagements hors bilan reçus	**3 983**	**12 778**	**2 624**	**303**	**19 688**	**16 751**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 333	1 584	2 624	303	5 844	2 514
Engagements liés aux opérations d'investissement	16	6	-	-	22	46
Engagements liés aux opérations de financement	2 634	11 188	-	-	13 822	14 191

35.1 Engagements donnés

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

35.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation, des contrats à long terme d'achats d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Au 31 décembre 2024, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2024	31/12/2023
Achats d'électricité et services associés	1 094	4 619	5 424	8 877	20 014	16 405
Achats de combustible nucléaire	2 560	7 214	4 785	1 828	16 387	15 019
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**3 654**	**11 833**	**10 209**	**10 705**	**36 401**	**31 424**

Achats d'électricité et de services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

L'évolution sur l'année est due principalement à une augmentation des volumes d'engagements d'achats chez EDF (SEI) du fait de nouveaux contrats.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 48 TWh pour l'exercice 2024 (50 TWh pour 2023), dont 5 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2023), 20 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2023), 15 TWh au titre du photovoltaïque (14 TWh pour 2023) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2023).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

35.1.2 Autres engagements liés a l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles, et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

Par ailleurs, l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024 (voir note 2.1.6.) a conduit EDF SA à accorder des engagements donnés au 31 décembre 2024 pour 3 148 millions d'euros portant sur des garanties maison-mère et des garanties bancaires accordées.

De façon symétrique, EDF SA a reçu 3 148 millions d'euros d'engagements en réciprocité de la part du sous-groupe Arabelle (voir note 35.2.1.), exerçables dans le cas où EDF SA viendrait à être appelée en responsabilité.

35.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles.

S'agissant d'EPR 2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

35.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales. La hausse de ces engagements concerne principalement EDF Energy pour 4 365 millions d'euros dans le cadre du financement d'HPC. Elle est partiellement compensée par la baisse des engagements chez EDF Renouvelables pour (1 573) millions d'euros dans le cadre du financement de ses activités.

35.2 Engagements reçus

35.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC et l'accord de licence de brevets et de savoir-faire pour le projet NUWARD SMR entre EDF et NUWARD ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour Edvance ;
- des engagements liés à l'acquisition du sous-groupe Arabelle en réciprocité des engagements donnés liés à l'exploitation (voir notes 2.1.6 et 35.1.2).

35.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

35.3 Autres natures d'engagements

35.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français, une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 120 TWh depuis la loi du 16 août 2022.

35.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 0,5 milliard de mètres cubes par an.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 million de tonnes de GNL (1 milliard de mètres cubes par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

EDF a signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée depuis 2018.

En 2023, EDF a conclu un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis sur la période 2024-2036, auprès d'Edison pour 12,36 milliards de mètres cubes.

Note 36 Informations concernant les entreprises et parties liées

36.1 Relations avec l'État

À la suite de la mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023 et au rachat des actions propres, l'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2024. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

36.2 Relations avec ENGIE

En ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, et suite à l'adoption de l'article 96 de la loi de finances pour 2022, le décret n° 2023-554 du 30 juin 2023 portant modification simplifiée de la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse fixe la fin d'exploitation des réseaux de Gaz de Pétrole Liquéfié au 31 décembre 2038 et organise la fin progressive des usages à partir de 2024.

Par ailleurs un décret n° 2023-872 du 12 septembre 2023 acte les modalités de prise en charge partielle par l'État des coûts associés à la conversion des usages de Gaz de Pétrole Liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Les appels d'offres des concessions des villes d'Ajaccio et de Bastia ont été relancés après avoir été déclarés infructueux. Les réponses à appel d'offres par ENGIE sont en cours pour une attribution d'ici l'été 2025.

À ce stade, ces évolutions sont sans impact pour EDF mais une fois le renouvellement des concessions acté, EDF sera sollicitée pour travailler sur quelques secteurs tests afin de déterminer le planning d'abandon progressif du GPL sur les 15 prochaines années. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessiteront des investissements de renforcement des réseaux de distribution d'électricité.

36.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

Les transactions portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, en services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage des combustibles usés).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants sont en place entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 26.

Note 37 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi et ne perçoivent donc pas de rémunération à ce titre.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toutes natures versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2023 et 2024 se décompose comme suit :

(en euros)	2024	2023
Luc REMONT, Président-Directeur Général [1]	450 000	450 000
Administrateurs [2]	700 300 [3]	530 163

(1) Le Conseil d'administration réuni le 15 février 2024 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle de Luc REMONT à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2024, identique à la rémunération fixe annuelle brute fixée pour le mandat de Président-Directeur Général pour l'exercice 2023. Le Président-Directeur Général n'a pas bénéficié d'avantages en nature en 2024.

(2) L'Assemblée générale du 11 juin 2024, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration, a décidé de fixer à 675 050 euros le montant de la somme fixe annuelle visée à l'article L. 225-45 du Code de commerce à allouer aux membres du Conseil d'administration à titre de rémunération pour l'exercice 2024. L'Assemblée générale réunie le 28 juin 2023 avait approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une somme fixe annuelle de 460 000 euros à allouer aux administrateurs en rémunération de leur mandat et un supplément de rémunération de 90 000 euros en raison de leur participation à un groupe de travail et à un comité ad hoc du Conseil.

(3) Ce montant inclut les rémunérations versées aux administrateurs :

-en février 2024, un montant total de 345 000 euros, correspondant à la moitié de la part fixe au titre de l'année 2023 (deuxième semestre 2023) et à leur part variable annuelle 2023 ;

-et en juillet 2024, un montant total de 355 300 euros, correspondant à la rémunération au titre du premier semestre 2024, en fonction de l'assiduité des administrateurs aux réunions de ce semestre et des fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) et, un supplément de rémunération d'un montant de 79 000 euros alloués à certains administrateurs au titre de leur participation au groupe de travail sur le Projet d'entreprise.

Note 38 Évènements postérieurs à la clôture

Hormis les points précisés ci-dessous, aucun évènement postérieur à la clôture n'est survenu, à l'exception de ceux mentionnés dans les notes 2.2.4, 3.1, 14, 30.

38.1 Émission d'obligations senior vertes « Formosa » pour un montant nominal de 500 millions de dollars U.S.

Le 6 janvier 2025, EDF a levé 500 millions de dollars U.S. d'obligations senior vertes « Formosa » d'une maturité de 5 ans avec un coupon variable de SOFR + 1,15 %.

Un montant égal au produit net de l'émission a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF et alignés avec la taxonomie européenne réalisés dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050. Pour rappel, l'intensité carbone du parc nucléaire en France est de 4 gCO_2/kWh.

Le règlement-livraison est intervenu le 20 janvier 2025, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le Taipei Exchange et l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange.

38.2 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 1,9 milliard de dollars U.S.

Le 6 janvier 2025, EDF a levé 1,9 milliard de dollars U.S. en trois tranches d'obligations senior :

- Obligation de 700 millions de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,750 % ;
- Obligation de 800 millions de dollars U.S., d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,375 % ;
- émission additionnelle de 400 millions de dollars U.S. de l'obligation émise le 22 avril 2024 d'une maturité initiale de 40 ans, avec un coupon fixe de 6,000 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des Obligations USD est intervenu le 13 janvier 2025, date à laquelle les Obligations USD ont été admises aux négociations sur l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange.

38.3 Émission additionnelles d'obligations sur des souches obligataires existantes pour un total de 480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling

Le 24 janvier 2025, EDF a levé 480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling *via* de nouvelles obligations assimilables à quatre souches obligataires existantes :

- émission additionnelle de 250 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 5 décembre 2023 dédiées au financement de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires en France d'une maturité initiale de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,750 % ;
- émission additionnelle de 100 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 12 octobre 2022 d'une maturité initiale de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- émission additionnelle de 130 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 17 juin 2024 dédiées au financement de projets d'énergies renouvelables et hydroélectriques d'une maturité initiale de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- émission additionnelle de 100 millions de livres sterling assimilables aux obligations émises le 8 novembre 2024 dédiées au financement des investissements réalisés pour la construction du projet Hinkley Point C au Royaume-Uni, d'une maturité initiale de 40 ans avec un coupon fixe de 6,500 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des Obligations est intervenu le 31 janvier 2025, date à laquelle les obligations ont été admises aux négociations.

38.4 Émission d'obligations vertes senior multi-tranches pour un montant nominal de 750 millions de dollars canadiens (CAD)

Le 30 janvier 2025, EDF a levé 750 millions de dollars canadiens en deux tranches d'Obligations vertes senior :

- Obligations CAD Vertes de 450 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,573 % ;
- Obligations CAD Vertes de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,231 %.

Un montant égal au produit net d'émission des Obligations CAD Vertes a été alloué à des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF et alignés avec la taxonomie européenne dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

Cette opération permet ainsi à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des Obligations CAD vertes est intervenu le 6 février 2025.

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2024

À l'Assemblée générale de la société Électricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Électricité de France S.A. (« EDF » ou « la Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2024, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité des risques et de l'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2024 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1.1 et 14 de l'annexe aux comptes annuels qui mentionnent l'application à compter du 1er janvier 2024 du règlement ANC n° 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques et son incidence.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.2.2, 16 et 26 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2024, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 53 821 millions d'euros, dont 31 605 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 22 216 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et des derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.2.2 et 26 de l'annexe aux comptes annuels. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les hypothèses retenues reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction, de gestion des combustibles usés, d'entreposage, d'évacuation et de stockage des déchets radioactifs. Elles tiennent également compte de l'évolution de principaux paramètres financiers d'inflation et d'actualisation. Comme chaque année, les charges encourues ainsi que les combustibles engagés sur la période sont également reflétées dans les variations de provisions.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements, d'avancement des travaux en lien avec les dépenses réalisées et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la Société est tenue de constituer des actifs dits « dédiés » pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme. La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondantes au coût actualisé des obligations financées par ces actifs (note 26.6 de l'annexe aux comptes annuels).

Les actifs dédiés comprennent (i) des actifs dits de rendement, composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ; (ii) des actifs dits de croissance, composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ; et (iii) des actifs dits de taux, composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Leur valeur de réalisation s'élève à 40 320 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 31 975 millions d'euros) au 31 décembre 2024.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés constitue un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes d'hypothèses et scénarios industriels de déconstruction, de retraitement du combustible usé et de stockage des déchets, de coûts, incertitudes et aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation de actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

Étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- des marges pour risques et incertitudes intégrées aux provisions afin de tenir compte de la maturité des projets et du degré de maîtrise des techniques de démantèlement à mettre en œuvre, ainsi que des risques spécifiques de réalisation identifiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans le chiffrage du devis de déconstruction des centrales en exploitation et des éléments de retour d'expérience tirés de la préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021, en vue de leur transposition aux autres centrales.

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites dans la note 26.5 de l'annexe aux comptes annuels, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données et références de marché disponibles.

S'agissant des actifs dédiés, nous avons rapproché leur valeur de réalisation figurant dans la note 26.6.5 de l'annexe aux comptes annuels avec les relevés des dépositaires, les valeurs boursières, ou le cas échéant, avec les évaluations réalisées par les experts externes mandatés par la Société et avons revu ces valorisations avec l'aide de nos experts.

Enfin, nous avons vérifié la concordance des données relatives à la détermination des provisions avec les états financiers et le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe, notamment la sensibilité de l'évaluation des provisions nucléaires à la variation des hypothèses macro-économiques et techniques (note 26.5.3 de l'annexe aux comptes annuels).

Évaluation des titres de participation

Notes 1.2.6 et 16 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2024, la valeur nette comptable des titres de participation s'élève à 50 338 millions d'euros. Les titres de participation sont enregistrés au coût d'acquisition incluant les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes directement liés à l'acquisition.

Comme indiqué dans la note 16 de l'annexe aux comptes annuels, les titres de participation sont évalués à chaque clôture à leur valeur d'utilité. Lorsque la valeur comptable des titres de participation est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité est principalement déterminée :

- Par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe ;
- Lorsque la valeur des capitaux propres consolidés est inférieure à la valeur nette comptable des titres, sur la base de projection de flux de trésorerie futurs actualisés, calculés à partir de la meilleure information disponible à la date de clôture. Pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement.

Réponses apportées

Nos procédures d'audit ont principalement consisté à :

- Prendre connaissance, sur la base des informations fournies par la Direction, des méthodes de valorisation retenues par la Société ;
- Comparer les données utilisées pour la réalisation des tests de dépréciation des titres de participation avec les données comptables des filiales, le cas échéant ;
- Prendre connaissance de la méthodologie et des hypothèses utilisées pour déterminer la valeur d'utilité des titres de participation (capitaux propres ou hypothèses de flux de trésorerie) ;
- S'agissant des flux de trésorerie, vérifier que les projections sont cohérentes avec (i) les données budgétaires et le Plan à Moyen Terme pour les premières années et, au-delà, avec les hypothèses de long terme élaborées par la Société, (ii) les performances passées, et (iii) la durée d'exploitation attendue des actifs
- Vérifier l'exactitude arithmétique des calculs des valeurs d'utilité retenues par la société ;
- Vérifier le caractère approprié des informations présentées dans la note 16 de l'annexe aux comptes annuels.

L'estimation de la valeur d'utilité des titres de participation requiert des jugements significatifs de la part de la Direction dans le choix des méthodes d'évaluation et des éléments à considérer, qui peuvent être historiques (capitaux propres notamment) ou prévisionnels (hypothèses de flux de trésorerie).

En raison du montant significatif des titres de participation et des jugements relatifs à l'estimation des valeurs d'utilité et de leur sensibilité aux variations de données et hypothèses sur lesquelles elles se fondent, nous avons considéré l'évaluation des titres de participation comme un point clé de l'audit.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D.441-6 du code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans le rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, des informations requises par l'article L.225-37-4 et L.22-10-10 du code de commerce.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président Directeur Général.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société Électricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour le cabinet KPMG SA et du 28 juin 2023 pour le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit.

Au 31 décembre 2024, le cabinet KPMG SA était dans la 20ème année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 2ère année.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la Direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité des risques et de l'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au comité des risques et de l'audit

Nous remettons au comité des risques et de l'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité des risques et de l'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 20 février 2025

Les commissaires aux comptes

KPMG SA		**PricewaterhouseCoopers Audit**	
Marie GUILLEMOT	Jacques-François LETHU	Séverine SCHEER	Cédric HAASER

6.5 Politique de distribution de dividendes

6.5.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action *(en euros)*	Dividende total distribué [1] *(en euros)*	Date de versement du dividende
2021	3 736 934 708	0,58 [2]	1 997 314 793,63 [3]	13 juin 2022

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Soit un montant de 0,638 euro en 2021 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(3) Dont 947 074 231,20 euros versés le 2 décembre 2021 à titre d'acompte sur le dividende 2021 composé de 898 992 407,92 euros versés en actions nouvelles, 48 081 668,10 euros versés en numéraire et 155,18 euros de soulte. Le solde du dividende 2021, d'un montant de 1 050 240 562,43 euros versé le 13 juin 2022, est composé de 978 699 524,40 euros versés en actions nouvelles, 71 540 908,35 euros versés en numéraire et 129,68 euros de soulte.

Les Assemblées générales des actionnaires réunies le 28 juin 2023 et le 11 juin 2024 n'ont voté aucune distribution de dividendes au titre des exercices 2022 et 2023.

6.5.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins deux ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social.

L'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

6.5.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

6.6 Autres informations

6.6.1 Tableau des résultats des cinq derniers exercices

	2024	2023	2022	2021	2020
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en millions d'euros)*	2 084	2 084	1 944	1 619	1 550
Dotations en capital *(en millions d'euros)*					
Nombre d'actions ordinaires existantes	4 168 730 082	4 168 730 082	3 887 718 420	3 238 676 748	3 099 923 579
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes					
Nombre maximal d'actions futures à créer					
par conversion d'obligations					
par exercice de droit de souscription					
Opérations et résultats de l'exercice					
(en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	72 335	90 291	87 129	53 001	44 315
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	23 057	23 182	(22 745)	9 177	8 051
Impôts sur les bénéfices	1 083	1 831	(147) [2]	1 410	(406) [2]
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	9 865	7 710	(30 648)	1 457	222
Résultat distribué				1 997 [1]	652
Acompte sur résultat distribué				947	
Résultats par action *(en euro/action)*					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	5,27	5,12	(5,81)	2,40	2,73
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	2,37	1,85	(7,88)	0,45	0,07
Dividende attribué à chaque action				0,58 [1] [4]	0,21 [3]
Acompte dividende attribué à chaque action				0,30	0
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	64 981	63 186	61 607	62 035	62 462
Montant de la masse salariale de l'exercice					
(en millions d'euros)	4 540	4 244	3 981	3 720	3 694
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) *(en millions d'euros)*	2 935	2 827	2 634	2 687	2 745

(1) Y compris acompte versé.
(2) Montant correspondant à un produit d'impôt.
(3) Soit 0,231 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(4) Soit 0,638 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

6.6.2 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2024 et la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel sont mentionnés à la section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture » et à la note 24 « Événements postérieurs à la clôture » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024. Les événements intervenus postérieurement au 20 février 2025, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration, sont mentionnés à la section 5.3 « Événements postérieurs à l'arrêté des comptes » du présent document d'enregistrement universel.

6.6.3 Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients (article L. 441-14 et D. 441-6 du Code de commerce)

Dans le cadre de la loi LME modifiée par la loi n° 2015-990 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, EDF communique les montants TTC des dettes et créances échues à la fin de l'exercice. Ces montants sont ventilés par tranche de retard de paiement et rapportés respectivement au montant TTC des achats et du chiffre d'affaires de l'exercice.

	Article D. 441 I.- 1° : factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
(en millions d'euros)	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	133 647					5 287	4 766 415					10 020 340
Montant total des factures concernées (TTC)	2 978	44	6	3	2	55	2 744	136	76	72	833	1 117
% du montant total des achats de l'exercice	4,7	0,1	0	0	0	0,1						
% du chiffre d'affaires de l'exercice (TTC)							3,2	0,2	0,1	0,1	1,0	1,4
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						0						0
Montant total des factures exclues						0						0
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 43-1 du Code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux et contractuels						Délais légaux					

6.6.4 Montant des prêts interentreprises consentis

Conformément aux dispositions des articles L. 511-6, 3 bis et R. 511-2-1-3 du Code monétaire et financier, le montant des prêts interentreprises consentis sont les suivants :

(en millions d'euros)	2024	2023
Société		
EDF International	22 655	18 155
EDF Renouvelables	8 675	7 114
ENEDIS	5 028	4 884
Dalkia France	1 750	1 668
EDF Energy	1 651	1 577
EDF Trading	804	2 531
EDF Production Électrique Insulaire	335	415
Arabelle Solutions	215	20
Framatome	212	-
ATMEA	168	168
Cyclife Holding	26	28
EDF Luminus	-	80

6.6.5 *Informations sur les succursales existantes – L. 231-1 du Code de commerce*

Au 31 décembre 2024, le Groupe a recensé 238 établissements secondaires, lesquels sont enregistrés auprès des RCS listés dans le K-bis de la Société, et est présent sur le territoire français au travers de plusieurs milliers de bureaux distincts, ces derniers ne remplissant pas le critère d'autonomie de gestion nécessaire à la qualification de succursale.

La liste des succursales [1] d'EDF en dehors de France métropolitaine est la suivante :

- Saint-Barthélemy ;
- Saint-Pierre-et-Miquelon ;
- Saint-Martin ;
- Bahreïn ;
- Bénin ;
- Cambodge ;
- Cap Vert ;
- Émirats Arabes Unis : Abu Dhabi et Dubaï ;
- Japon ;
- Kirghizistan ;
- Gabon ;
- Inde ;
- Nouvelle Calédonie ;
- Qatar ;
- Pologne ;
- République Tchèque.

6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF

Depuis 2013, le Groupe a procédé à douze émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent de plus de 16 milliards d'euros au total afin d'accompagner son développement dans les énergies bas carbone

Après deux premières émissions destinées à financer principalement la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Renouvelables (1,4 milliard d'euros en novembre 2013 et 1,25 milliard de dollars US en octobre 2015), le Groupe a élargi son *Green Bond Framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine. Ce nouveau Framework a été appliqué pour la première fois à l'émission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliards de yens en deux tranches). Le Groupe a de nouveau élargi le champ d'application de son *Green Bond Framework* début 2020 en l'ouvrant à des actifs hydroélectriques à l'international, à des projets d'efficacité énergétique et à des projets de préservation de la biodiversité. Il a dans ce cadre émis une émission d'obligations vertes pour un montant de 2,4 milliards d'euros en septembre 2020, puis une émission d'obligations vertes pour un montant de 1,85 milliard d'euros en novembre 2021 [2]. Le Groupe a élargi le champ d'application de son *Financing Framework* en juillet 2022, le renommant *Green Financing Framework* pour y inclure tout type de produit de financement (Financements Verts), en plus des obligations. Ce Framework est compatible avec la taxonomie européenne, y compris avec l'acte délégué sur le nucléaire qui est entré en vigueur en juillet 2022. Le champ des investissements a également été élargi aux projets de distribution d'électricité et aux projets de production nucléaire. Dans ce cadre, EDF a réalisé une émission obligataire de 1,25 milliard d'euros en octobre 2022, ainsi qu'une émission obligataire de 325 millions de francs suisse en août 2023. De plus, un contrat de REPO *Green Evergreen* a été signé le 19 juillet 2023 avec BNP pour 565 millions d'euros. En novembre 2023, EDF a émis sa première obligation verte, pour 1 milliard d'euros, destinée au refinancement des investissements dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie. En juin 2024, EDF a émis un green bond en 3 tranches pour un montant total de 3 milliards d'euros. En septembre 2024, une émission en deux tranches a été réalisée pour un montant total de 310 millions de francs suisses et une émission de Green bond hybride pour 1,150 milliard d'euros et 500 millions de livres sterling a été réalisée.

Par ailleurs, EDF a signé des prêts bancaires bilatéraux pour un montant total de 6,185 milliards d'euros en 2024.

Enfin, en 2024, EDF a émis des billets de trésorerie verts dans le cadre de son programme de *Negociable European Commecial Paper* (NeuCP) pour un montant maximum de 412 millions d'euros.

Les engagements pris par EDF dans le cadre de ces émissions suivent les quatre principes établis par les *Green Bond Principles* [3] à savoir (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting. La description détaillée de ces engagements est présentée dans le *Green Financing Framework* EDF de juillet 2022, disponible sur la page Finance durable du site Internet de l'entreprise.

La présente section en donne une synthèse et décrit comment EDF les a remplis à fin 2024.

Utilisation des fonds levés

Dans le cadre de ses Financements Verts, EDF s'est engagé à allouer les fonds levés au financement de nouveaux investissements de certains Projets Éligibles (ci-après les « Projets Éligibles ») :

- la construction ou l'acquisition de portefeuille de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dont des projets éoliens, solaires, hydrauliques, de stockage, biomasse et géothermie ;
- les investissements dans les installations hydroélectriques existantes dont la rénovation et maintenance lourde, la modernisation et l'automatisation, et le développement d'ouvrages existants (incluant notamment des augmentations de puissance) ;
- les projets d'efficacité énergétique dont des projets de réduction de consommation d'énergie, de modernisation de l'éclairage, des réseaux de chaleur et de froid et de création de stations de chargement pour véhicules électriques ;
- les projets de préservation de la biodiversité, comme des actions d'atténuation de l'impact des activités d'EDF sur la biodiversité, la restauration ou re-naturalisation de sites et la recherche et développement ;

(1) Sur le plan fiscal, la liste représente les établissements stables à l'étranger.
(2) EDF a réalisé une émission de *Green Bond* de 1,75 milliard d'euros le 29 novembre 2021 qui a fait l'objet d'un abondement de 100 millions d'euros le 6 décembre 2021.
(3) Les *Green Bond Principles*, mis à jour en juin 2018, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de *Green Bonds* qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des *Green Bonds* dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : https://www.icmagroup.org/sustainable-finance/the-principles-guidelines-and-handbooks/green-bond-principles-gbp/

- les projets de distribution d'électricité dont les investissements dans le réseau de distribution connecté au système européen, les raccordements des installations de production d'énergie renouvelable, les infrastructures soutenant l'électrification des transports (y compris les points de charge de véhicules électriques) et les compteurs intelligents ;
- les projets de production nucléaire : les investissements dans les nouveaux projets de construction et les travaux existants, notamment la recherche et développement, la démonstration et le déploiement de réacteurs innovants qui produisent de l'énergie provenant de processus nucléaires avec un minimum de déchets provenant du cycle du combustible, les projets autorisés au plus tard en 2045 par les autorités compétentes pour la construction et l'exploitation en toute sûreté des centrales et au plus tard en 2040 pour l'extension de la durée de vie des réacteurs existants.

Le *Green Financing Framework* permet que les fonds puissent financer des projets qui n'auraient pas encore bénéficié de financement par un Financement Vert dans un de délai de 3 années précédant l'émission du Financement Vert (clause de *look back*). De même, les fonds peuvent être utilisés dans le cadre de l'acquisition de portefeuille de projets dans les énergies renouvelables.

Évaluation et sélection des Projets Éligibles financés

Dans le cadre du Green Financing Framework depuis juillet 2022, chaque Projet Eligible appelé à être financé est évalué sur la base des critères de la taxonomie européenne, et notamment les critères DNSH et de garanties minimales.

Le respect de ces critères fait l'objet de l'attestation de KPMG S.A. (Commissaire aux Comptes) selon les exigences du *Green Financing Framework*.

Seuls les projets conformes à ces critères peuvent bénéficier d'un Financement Vert.

Gestion des fonds levés

Les fonds levés sont gérés selon un principe de cantonnement strict qui vise à assurer que leur utilisation est exclusivement et effectivement réservée au financement de Projets Éligibles.

À réception par la Direction Financements Trésorerie Groupe d'EDF, les fonds levés lors de chaque émission sont investis et suivis dans un sous-portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à allocation à des Projets Éligibles. Les actifs de trésorerie de type « investissement socialement responsable » (ISR) de court terme sont privilégiés pour l'investissement des fonds en trésorerie.

Les entités du Groupe notifient, au fil de l'eau ou à intervalles réguliers, le Département Trésorerie d'EDF des fonds nécessaires pour couvrir les dépenses d'investissements relatives aux projets sélectionnés. Le Département Trésorerie ajuste, sur la base de ces notifications, les montants disponibles dans les sous-portefeuilles dédiés d'actifs de trésorerie.

Au 31 décembre 2024, 1 153 M€ du Green Bond n° 10 sont investis en fond de trésorerie dans l'attente de leur allocation à des projets de distribution d'électricité.

Reporting

Utilisation effective des fonds

Bilan au 31 décembre 2024 de l'allocation des fonds levés	Nominal à l'émission	Fonds alloués au 31/12/2024	Fonds alloués à des Projets Éligibles	Nombre de projets ayant bénéficié de Financements Verts	Part des montants d'investissement financée Financement Vert
Green Bond n° 1 – novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	*Capacités renouvelables 1,4 Md€*	13	59 %
Green Bond n° 2 – octobre 2015	1,25 Md$	1,25 Md$	*Capacités renouvelables 1,25 Md$*	7	58 %
Green Bond n° 3 – octobre 2016	1,75 Md€	1,75 Md€	*dont capacités renouvelables : 1 248 M€*	10	54 %
			dont projets hydroélectriques : 502 M€	600 opérations	100 %
Green Bond n° 4 – janvier 2017	26 000 M¥	26 000 M¥	*dont capacités renouvelables : 14 021 M¥*	7	15 %
			dont projets hydroélectriques : 11 979 M¥	207 opérations	87 % [4]
Green Bond n° 5 – septembre 2020	2,4 Mds€	2,6 Mds€ [2]	*dont capacités renouvelables : 2 421 M€ (dont 1 461 M€ en look back)*	32 projets [1] +3 rachats de portefeuille	78 %
			dont projets hydrauliques : 110 M€	153 opérations	100 %
			dont projets biodiversité, portés par EDF Hydo : 28 M€ (dont 16 M€ en look back)	39 projets	100 %
Green Bond n° 6 – novembre 2021	1,85 Md€	1,85 Md€	*dont capacités renouvelables : 1,644 Md€*	12 projets	53 %
			dont projets hydroélectriques : 189 M€	272	98 %
			dont projets biodiversité : 23 M€	14	
Green Bond n° 7 – octobre 2022	1,25 Md€	1,25 Md€	*Projets de distribution d'électricité : 1,25 Md€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %
Green Repo – juillet 2023	565 M€	565 M€	*Projets de distribution d'électricité : 565 M€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %
Green Bond n° 8 – août 2023	325 MCHF	325 MCHF	*Projets de distribution d'électricité : 325 MCHF*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %
Green Bond n° 9 – novembre 2023	1 Md€	1 Md€	*Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France : 1 Md€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %
Prêts bancaires verts - 2024	6 185 M€	6 185 M€	*Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France : 6 185 M€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	*100 %*
Green Bond n° 10 -juin 2024	1 Md€	1 Md€	*Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France : 1 Md€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	*100 %*
	1,25 Md€	97 M€	*Projets de distribution d'électricité : 1,25 Md€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	*8 %*
	750 M€	750 M€	*Capacités renouvelables : 750 M€ (dont 727 MEUR en look back)*	5 projets	39 %
Green Bond n° 11 – septembre 2024	310 MCHF	310 MCHF	*Capacités renouvelables : 310 MCHF (en look back)*	5 projets	57 %
Green NeuCP	412 M€	412 M€	*Capacités renouvelables : 36 M€ (en look back)*	1 projet	*100 %*
			Projets hydroélectriques : 371 M€ (en look back)	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	*100 %*
			Projets biodiversité : 5 M€ (en look back)		
Hybrid Green Bond n° 12 – septembre 2024	1,15 Md€ + 500 MGBP	1,15 Md€ + 500 MGBP	*Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France : 1.7 Md€ (dont 1,3 Md€ en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	*100 %*

(1) Dont le projet Big Beau Solar d'EDF Renouvelables financé en partie par l'opération de prêt de titre durable : un contrat de REPO green evergreen signé le 1er octobre 2021 avec BNP pour 50 millions d'euros. Ce contrat green a été mis en place pour financer la partie du projet « Big Beau » excédentaire par rapport aux fonds reçus dans le cadre du Green Bond n° 5. Il a été refinancé par le Green Bond n° 6.

(2) La prime d'émission du Green Bond n° 5 a permis à EDF de recevoir un montant total de 2 559 M€.

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Renouvelables conformément au Framework en vigueur et financés par des Financements Verts sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financements Verts
CID Solar	Solaire PV, 27 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Cottonwood	Solaire PV, 33 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Ensemble éolien catalan	Éolien terrestre, 96 MW	France (Pyrénées-Orientales)	En service	GB1
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	En service	GB1
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
La Mitis	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Le Granit	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Longhorn North	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Pilot Hill	Éolien terrestre, 175 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB1
Rivière du Moulin	Éolien terrestre, 350 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Spinning Spur 2	Éolien terrestre, 161 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Spinning Spur 3	Éolien terrestre, 194 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Roosevelt	Éolien terrestre, 250 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	En service	GB1 et GB2
Great Western	Éolien terrestre, 225 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB2
Kelly Creek	Éolien terrestre, 184 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB2
Salt Fork	Éolien terrestre, 174 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Slate Creek	Éolien terrestre, 150 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Tyler Bluff	Éolien terrestre, 126 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Red Pine	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB2 et GB3
Bluemex Power 1	Solaire PV, 120 MW	Mexique (Sonora)	En service	GB3
Copenhagen Wind Farm	Éolien terrestre, 80 MW	États-Unis (New York)	En service	GB3
Nicolas Riou	Éolien terrestre, 112 MW	Canada (Québec)	En service	GB3
Rock Falls	Éolien terrestre, 154 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB3
Stoneray Power Partners	Éolien terrestre, 100 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB3
Valentine Solar	Solaire PV, 135 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB3
Glaciers Edge	Éolien terrestre, 203 MW	États-Unis (Iowa)	En service	GB3
Milligan	Éolien terrestre, 300 MW	États-Unis (Nebraska)	En service	GB3, GB4 et GB5
Las Majadas	Éolien terrestre, 273 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB3, GB4 et GB5
Maverick 1	Solaire PV, 180 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Maverick 4	Solaire PV, 132 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Desert Harvest	Solaire PV, 114 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Desert Harvest 2	Solaire PV, 111 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Coyote	Éolien terrestre, 242 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB5
Champagne Picardie	Éolien terrestre, 73 MW	France	En service	GB5
Les Taillades	Éolien terrestre, 27 MW	France	En service	GB5

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financements Verts
Pays d'Anglure	Éolien terrestre, 22 MW	France	En service	GB5
Montagne Ardéchoise	Éolien terrestre, 16 MW	France	En service	GB5
Blyth	Éolien en mer, 42 MW	Royaume-Uni	En service	GB5
Mashabai Sadeh	Solaire PV, 60 MW	Israël	En service	GB5
Romney	Éolien terrestre, 60 MW	Canada (Ontario)	En service	GB5
Courant-Nachamps	Éolien terrestre, 21 MW	France	En service	GB5
Demange	Éolien terrestre, 20 MW	France	En service	GB5
Faydunes	Éolien terrestre, 14 MW	France	En service	GB5
Joncels Futuren	Éolien terrestre, 6 MW	France	En service	GB5
Coteaux	Éolien terrestre, 38 MW	France	En service	GB5
Mazurier	Éolien terrestre, 13 MW	France	En service	GB5
Mottenberg	Éolien terrestre, 15 MW	France	En service	GB5
Espiers	Éolien terrestre, 18 MW	France	En service	GB5
Clanlieu	Éolien terrestre, 13 MW	France	En service	GB5
Luxel	Portefeuille de projets solaires	France	En service	GB5
NnG	Éolien en mer, 450 MW	Royaume-Uni	En service	GB5
Atlantic Offshore	Éolien en mer, jusqu'à 2,3 GW	États-Unis (New Jersey)	En service	GB5
Gorzyca	Éolien terrestre, 24 MW	Pologne	En service	GB5
Parnowo	Éolien terrestre, 12,5 MW	Pologne	En service	GB5
Ustka	Éolien terrestre, 28,6 MW	Pologne	En service	GB5
Roussac	Éolien terrestre, 16,5 MW	France	En service	GB5
Big Beau	Solaire, 166 MW	États-Unis	En service	GB5
King Creek 1	Éolien terrestre, 184,4 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB6
King Creek 2	Éolien terrestre, 209 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB6
Arrow Canyon	Solaire et stockage, 364,8 MW	États-Unis (Nevada)	En service	GB6
Fox Squirrel	Solaire, 751 MW	États-Unis (Ohio)	En service	GB6, GB11
Ottmarsheim	Solaire, 15,6 MW	France	En service	GB6
Habsheim	Solaire, 30 MW	France	En service	GB6
Pays de Caux	Eolien terrestre, 13 MW	France	En service	GB6
OUPIA 2 Repowering	Eolien terrestre, 20,7 MW	France	En service	GB6
Desert Quartzite	Solaire - Batterie, 527 MW	États-Unis (Californie)	01.2025	GB6, GB10
Serra do serido 2	Eolien terrestre, 238 MW	Brésil	En service	GB6, GB10
Serra das almas	Eolien terrestre, 261 MW	Brésil	2025	GB6, GB10, NeuCP
Cypress I	Solaire, 200 MW	France	En service	GB6
Milagro	Solaire, 183 MW	États-Unis (Californie)	2025	GB10, GB11
Morris Ridge	Solaire, 230,5 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB10
Merles	Eolien terrestre, 14,4 MW	France	2025	GB11
Baignes	Eolien terrestre, 25,2 MW	France	En service	GB11
Niedervisse	Eolien terrestre, 17 MW	France	2025	GB11

Les Projets Éligibles sélectionnés par Luminus conformément au Framework en vigueur et financés par des Financements Verts sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financements Verts
Geel-West	Éolien terrestre, 11 MW	Belgique	En service	GB4
Villers 4	Éolien terrestre, 45 MW	Belgique	En service	GB4
Turnhout	Éolien terrestre, 12 MW	Belgique	En service	GB4
Monsin	Hydroélectrique, 18 MW	Belgique	En service	GB4
Tinlot	Éolien terrestre, 10 MW	Belgique	En service	GB5
Lommel	Éolien terrestre, 17 MW	Belgique	En service	GB5

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Solutions Solaires conformément au Framework en vigueur et financés par des Financements Verts sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financements Verts
ITER	Ombrière PV, 2 MW	France	En service	GB5
Bugey RTE	Ombrière PV, 4 MW	France	En service	GB5

Les Projets Éligibles au *Green Bond Framework* sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité, qui sont présentés plus bas) financés par les émissions de *Green Bond* d'octobre 2016, janvier 2017, septembre 2020 sont :

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée (GW)	Montant (M€)
Rénovation et maintenance lourde	586	9,6	342
Modernisation et automatisation	309	15,9	80
Développement d'ouvrages existants	33	1,2	277
TOTAL (HORS DOUBLONS)	**928**	**17,1**	**699**

Les Projets Éligibles au *Green Bond Framework* sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité, qui sont présentés plus bas) financés par l'émission du Green Bond de novembre 2021 sont :

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée (GW)	Montant (M€)
Rénovation et maintenance lourde	249	11,4	164
Modernisation et automatisation	15	2,3	17
Développement d'ouvrages existants	8	0,5	8
TOTAL (HORS DOUBLONS)	**272**	**11,9**	**189**

Les Projets Éligibles au *Green Bond Framework* sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité, qui sont présentés plus bas) financés par l'émission de NeuCP en 2024 sont:

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée (GW)	Montant (M€)
Rénovation et maintenance lourde	879	18,7	349
Modernisation et automatisation	10	1,1	3
Développement d'ouvrages existants	13	0,3	19
TOTAL (HORS DOUBLONS)	**902**	**18,7**	**371**

Impact des Projets Éligibles financés

Les tableaux ci-dessous présentent les principaux impacts associés aux projets ayant bénéficié d'un inancement Vert:

- Pour les projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, de préservation de la biodiversité :
  - la capacité de production d'électricité, construite dans le cadre de chaque projet ;
  - la production d'électricité supplémentaire attendue de chaque projet ;
  - les émissions de CO_2 évitées attendues par l'injection de cette production d'électricité supplémentaire dans les réseaux électriques ; et
- Pour les projets de réseau de distribution :
  - le nombre de kilomètres de lignes installées ;
  - le nombre de raccordements d'infrastructures de recharges ;
  - le nombre de nouveaux compteurs posés ; et
  - la capacité renouvelable raccordée.

Projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables :

Ces impacts sont présentés de manière agrégée : les données brutes correspondent à l'agrégation de l'impact de chacun des projets ayant reçu un Financement Vert considéré ; les données nettes correspondent à la somme de l'impact de chacun des Projets Éligibles, pondérée de la part du montant d'investissement du projet financée par le Financement Vert considéré.

		Capacité totale des projets financés au 31 décembre 2024 (en MW)		**Production attendue** (en TWh/an)		**Émissions de CO_2 évitées attendues** (en Mt/an)	
		Brute [1]	**Nette** [2]	**Brute** [1]	**Nette** [2]	**Brutes** [1]	**Nettes** [2]
Green Bond n° 1 – novembre 2013		1 529	976	6,0	4,1	2,21	1,55
Green Bond n° 2 – octobre 2015		1 107	815	4,6	3,3	2,53	1,83
Green Bond n° 3 – octobre 2016	EDF Renouvelables	1 450	962	5,3	3,5	2,42	1,61
	EDF Hydro	903	903	0,2 [3]	0,2 [3]	0,01 [3]	0,01 [3]
Green Bond n° 4 – janvier 2017	EDF Renouvelables + Luminus	137	86	0,4	0,26	0,17	0,12
	EDF Hydro + Luminus	142	133	0,1	0,05	0,01	0,01
Green Bond n° 5 – septembre 2020	EDF Renouvelables + EDF ENR + Luminus	1 762	1 412	4,7 [4]	3,6 [4]	1,86 [4]	1,35 [4]
	EDF Hydro	123	123	0,03	0,03	0,001	0,001
Green Bond n° 6 – octobre 2021	EDF Renouvelables	2 787	1 487	6,5	3,1	1,93	1,1
	EDF Hydro	430	422	0,02	0,02	0,001	0,001
NeuCP- 2024	EDF Renouvelables	261	33	0,49	0,12	0,08	0,02
	EDF Hydro	19	19	0,03	0,03	0	0
Green Bond n° 10 juin 2024	EDF Renouvelables	1 439	583	3,83	1,51	0,91	0,42
Green Bond n° 11 septembre 2024	EDF Renouvelables	288	235	0,55	0,31	0,18	0,09
TOTAL		**12 375**	**8 187**	**32,2**	**19,9**	**10,17**	**6,63**

(1) Somme des impacts bruts de chaque projet recevant un Financement Vert correspondant.

(2) Somme des impacts de chaque projet pondérés de la part de l'investissement total financé par le Financement Vert correspondant.

(3) Uniquement lié à la production supplémentaire attendue des investissements de développement, y compris la moitié de la production supplémentaire attendue du projet Romanche-Gavet.

(4) N'inclut pas les acquisitions.

Projets de préservation de la biodiversité :

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- capacité des projets financés : capacité installée à l'issue de la construction de chaque Projet Éligible telle que prévue dans le dossier d'investissement et mise à jour le cas échéant en phase de construction ou de mise en service du projet ;
- production attendue : prévision de production (dite « P50 ») prise en compte au moment de la décision d'investissement de chaque Projet Éligible ;
- émissions de CO_2 évitées : le facteur d'émission moyen du kilowattheure du système électrique est estimé sur la base du mix énergétique du système électrique et des facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production. Le facteur d'émission du projet correspond directement au facteur d'émission ACV de la filière de production du projet. Les mix énergétiques sont ceux publiés par l'United States Environmental Protection Agency (EPA eGRID 2018) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, *Statistics Canada* (2019) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (IEA 2019) pour les autres pays. Les facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production correspondent aux valeurs médianes établies par le Groupement d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et publiées dans son 5e rapport d'évaluation (2014). La méthodologie détaillée est disponible sur demande auprès du siège du groupe EDF. Il est important de noter (i) qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO_2 évitées et (ii) que la production attendue et, par conséquent, les émissions de CO_2 évitées sont des données prévisionnelles estimées et non des données réelles.

Biodiversité

Le tableau ci-dessous présente les principaux indicateurs de suivi associés aux projets de biodiversité ayant bénéficié d'un Financement Vert. L'intégralité de ces projets a été portée par EDF Hydro.

Année(s)	Montant financé (en millions d'euros)	Catégorie	Type de projet	Nombre de projets considérés [1]	Indicateur	Valeur d'indicateur
2017 - 2019 (financé par le *Look Back*)	16	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	7	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	6
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	22		16
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Renaturation/ restauration dont Services écosystémiques	1	Surface concernée (ha)	190
			Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	3
2020	12	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	4	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	6
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	17		17
			Partenariats biodiversité	7	Nombre d'espèces ciblées par les partenariats	20
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	3
2021	11	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	7		11
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	17		17

Année(s)	Montant financé (en millions d'euros)	Catégorie	Type de projet	Nombre de projets considérés [1]	Indicateur	Valeur d'indicateur
2022	12	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	4		8
			Suivis écologiques volontaires	1	Nombre d'espèces inventoriées	96 [3]
			Plan de gestion (essartement)	1	Surface concernée (ha)	340
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Déconstruction d'ouvrages	2	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
2024 (financement en look back de projets 2023 et 2022	5	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence "éviter, réduire et compenser" (mitigation hierarchy) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	4
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	8		10
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Renaturation/ restauration dont Services écosystémiques	1	Surface concernée (ha)	11
			Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	57

(1) 19 projets figurent à la fois dans le reporting d'impact du Look Back et dans celui de l'exercice 2020.

(2) Un projet au barrage d'Esterre dispose des éléments de la mise en conformité des débits réservés et de la continuité écologique ; il est donc compté pour le calcul des indicateurs de ces deux types de projets.

Les opérations à enjeux de continuité écologique consistent essentiellement en la réalisation de « passes à poissons » : dispositifs annexes aux barrages, permettant aux espèces piscicoles de remonter le cours d'eau mais aussi de le redescendre sans dommage il s'agit également d'améliorations apportées aux prises d'eau afin de permettre aux poissons de continuer leur parcours dans le lit naturel du cours d'eau sans être emportés vers les turbines (mise en place de grilles fines).

Les deux opérations de renaturation/ restauration et de compensation écologique sont liées : il s'agit d'opérations au long cours, faisant suite à la mise en service en 2020 du nouvel aménagement de Gavet (90 MW) en Isère.

La construction de l'aménagement ayant nécessité, après mise en œuvre de toutes les mesures d'évitement, la perturbation ou la destruction de l'habitat d'espèces protégées, EDF a procédé à la renaturation des zones impactées, et met en œuvre en compensation une gestion conservatoire de la biodiversité sur les secteurs de l'île Falcon et du Pont de Gavet, soit une surface de 57 hectares. La gestion de ces zones ainsi que le suivi scientifique du bon déroulement de la renaturation dureront 15 années, jusqu'en 2033.

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- **L'indicateur *nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet*** est établi sur la base des listes des espèces cibles des ouvrages rattachées à leurs dossiers d'exécution ou des arrêtés de classement des cours d'eau, et de l'analyse des experts naturalistes d'EDF. S'agissant d'opérations concernant principalement les milieux aquatiques, seules les espèces aquatiques et semi-aquatiques sont comptabilisées, bien que ces projets bénéficient généralement à un spectre plus large d'espèces animales et végétales. Si une espèce profite à plusieurs projets, elle n'est comptabilisée qu'une seule fois ;
- **L'indicateur *nombre d'espèces ciblées par les partenariats*** porte sur les espèces citées nommément dans les conventions partenariales ou dans les rapports d'activités (les familles d'espèces ne sont donc pas comptabilisées). Les partenariats biodiversité couvrent un large panel d'activités, de la sensibilisation à la gestion de foncier ou à la réalisation d'inventaires naturalistes ou de diagnostics d'état écologique ;
- **L'indicateur *surface concernée*** est mesuré en hectares (ha). Il correspond à la surface des projets portant sur la renaturation ou la restauration de milieux.

Projets de distribution d'électricité :

		Sous-catégorie de projet	Indicateur d'impact	Total [2]
Green bond n° 7 - octobre 2022	Enedis Indicateurs opérationnels 2021 et S1 2022	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique [1]	11 938
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	5 181
			Nombre d'installations raccordées	100 444
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	2 950
			dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres	*1 350*
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	5 488 000
Green REPO - juillet 2023	Enedis Indicateurs opérationnels S2 2022	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique [1]	8 987
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	2 061
			Nombre d'installations raccordées	58 410
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	1 015
			dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres	*416*
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	614 000
Green bond n° 8 - août 2023	Enedis Indicateurs opérationnels S1 2023	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique [1]	7 719
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	1 976
			Nombre d'installations raccordées	89 589
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	920
			dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres	*320*
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	592 000
Green bond n° 11 - juin 2024	Enedis Indicateurs opérationnels S2 2023	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique [1]	3 482
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	3 201
			Nombre d'installations raccordées	116 315
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	1 022
			dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres	*422*
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	543 000

(1) Ils comptent chacun, en aval, une ou plusieurs bornes de recharge.

(2) Données de la période, non proratisées du montant de Financement Vert alloué.

EDF ne présente pas de reporting sur le nombre d'émissions de CO_2 évitées pour les capex de l'activité de réseau financés par des Financements Verts, compte-tenu de leur faible quantité.

Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie :

Dans le Document d'Enregistrement Universel EDF a indiqué avoir dépensé 4 456 millions d'euros de capex liés à la production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes en tant qu'activité durable sur le plan environnemental (alignée avec la taxonomie européenne) en 2022, 4 992 millions d'euros en 2023 et 4 962 millions d'euros en 2024.

Parmi ces Capex, 1 milliard d'euros ont été refinancés par le Green Bond n°9, 6 185 millions d'euros par des prêts bancaires, 1 milliard d'euros par le Green Bond n° 10 et 1,15 milliard d'euros et 500 millions de livres sterling par le Green Bond n° 12.

Les tranches prolongées pendant une année donnée produisent à partir de l'année suivante et pour 10 ans. Toutefois la totalité des Capex liés à la production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes est nécessaire pour maintenir les tranches en fonctionnement pendant cette période.

Le calcul de la production évitante de chaque année liée à des capex correspondant à des opérations directement associées à la prolongation de durée de fonctionnement des tranches et refinancés par les Financements Verts tiennent compte de tous ces éléments.

Le calcul des émissions évitées est effectué en prenant pour référence l'intensité carbone moyenne de la production d'électricité européenne (France incluse). Les émissions de CO_2 évitées attendues sont les suivantes :

		Émissions de CO_2 évitées attendues (en Mt/an)
Green bond n° 9 - novembre 2023	EDF	1,82
Prêts bancaires 2024	EDF	2,66
Green Bond n° 10 - juin 2024	EDF	0,51
Green Bond n° 12 - septembre 2024	EDF	1,05

Attestation de l'un des commissaires aux comptes d'Electricité de France S.A. sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2024, des fonds levés en 2024 dans le cadre du *Green Financing Framework* de juillet 2022

Exercice clos le 31 décembre 2024

A l'intention du Président – Directeur Général,

En notre qualité de commissaire aux comptes d'Electricité de France S.A. (« **EDF** » ou l'« **Entité** ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2024, des fonds levés dans le cadre des opérations de financement

(ci-après les « **Financements Verts** ») réalisées par EDF en 2024 et présentées dans le document « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF » (ci-après le « **Document** »), joint à la présente attestation.

Les Financements Verts comprennent :

- les prêts bancaires verts bilatéraux signés en mai 2024 pour un montant total de 6,185 milliards d'euros,
- l'émission obligataire verte de juin 2024 en 3 tranches pour un montant de 3 milliards d'euros,
- l'émission obligataire verte de septembre 2024 en 2 tranches pour un montant de 310 millions de francs suisses,
- l'émission obligataire verte hybride de septembre 2024 en 3 tranches pour un montant cumulé en euros de 1,150 milliard et un montant en livres sterling de 500 millions,
- les billets de trésorerie verts pour un montant maximum de 412 millions d'euros.

Ce Document, incluant les informations relatives aux Financements Verts, établi conformément au *Green Financing Framework* de juillet 2022 (ci-après le « **Framework** »), est destiné à l'information des détenteurs de Financements Verts. Ce Document fait ressortir les « **Informations** », c'est à dire le montant des fonds levés alloués aux dépenses d'investissements (les « **Fonds Alloués** ») des projets éligibles tels que définis dans le Framework (les « **Projets Eligibles** »), au 31 décembre 2024 ainsi que la part des fonds non alloués au 31 décembre 2024.

Ce document a été établi sous votre responsabilité. Les méthodes et les critères d'éligibilité utilisés pour déterminer les Fonds Alloués à des Projets Eligibles sont précisés dans le Framework.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des projets sélectionnés au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework ;
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Eligibles avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité d'EDF, au 31 décembre 2024 ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2024 au regard des critères définis dans le Framework ;
- la cohérence du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2024 avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité d'EDF au 31 décembre 2024 ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, du calcul des émissions de CO_2 évitées en lien avec les Projets Eligibles financés en 2024 avec la méthodologie retenue par EDF pour ce calcul.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis dans le Framework qui ont donné lieu à une opinion de la part du Second Party Opinion Cicero Shades of Green avant l'émission, et, en particulier, de donner une interprétation des termes du Framework ;
- de nous prononcer sur la gestion des fonds issus des émissions une fois leur allocation effectuée ;
- de nous prononcer sur les indicateurs d'impact communiqués dans le Document sauf sur la conformité du calcul des émissions de CO_2 évitées avec la méthodologie retenue par EDF.

Nos travaux, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Nos travaux ont consisté à :

- identifier et mener des entretiens auprès des personnes responsables de la collecte des Informations, auprès des directions en charge des processus de collecte des données et, le cas échéant, des personnes responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques ;
- apprécier le caractère approprié des procédures de reporting des données utilisées par l'Entité pour établir les Informations au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible ;
- vérifier l'existence des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'Entité ;
- examiner les processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle des données, et notamment celles relatives aux fonds alloués et non allouées au 31 décembre 2024 et les réconcilier avec les Informations ;
- vérifier le caractère éligible des projets au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework ;
- vérifier la cohérence des montants des Projets Eligibles, avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité de l'Entité au 31 décembre 2024 ;
- vérifier que le montant des fonds alloués aux Projets Eligibles est inférieur ou égal au montant de ces projets au 31 décembre 2024 ;
- vérifier la conformité du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2024, au regard des critères définis dans le Framework ;
- vérifier la cohérence du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2024 avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité de l'Entité au 31 décembre 2024 ;
- vérifier la conformité du calcul des émissions de CO_2 évitées en lien avec les Projets Eligibles financés en 2024 avec la méthodologie retenue par l'Entité pour ce calcul ;

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de ces travaux, à une équipe indépendante et pluridisciplinaire ayant une expérience en matière de développement durable et de responsabilité sociétale.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles avec les critères d'éligibilité définis dans le Framework ; et
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Eligibles au 31 décembre 2024 avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé au premier paragraphe et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

En notre qualité de commissaire aux comptes d'EDF S.A., notre responsabilité à l'égard de l'Entité est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers, y compris les détenteurs de Financements Verts, étant précisé que nous ne sommes pas partie aux contrats des Financements Verts (incorporant par référence le Framework). Nous ne pourrons être tenus responsables d'aucun dommage, perte, coût ou dépense résultant de l'exécution de ces contrats ou en relation avec ceux-ci.

Cette attestation est régie par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou de la présente attestation, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

Paris-La Défense, le 13 mars 2025

KPMG S.A.

Quentin Henaux
Associé

Jacques-François Lethu
Associé

7.

Informations concernant la société et son capital

7.1	**Informations générales concernant la Société**	**658**
7.1.1	Dénomination sociale, adresse, numéro de téléphone du siège social et site internet	658
7.1.2	Registre du commerce et des sociétés	658
7.1.3	Date de constitution et durée de la Société	658
7.1.4	Forme juridique et législation applicable	658
7.1.5	Litiges	658
7.1.6	EDF entreprise publique chargée de missions de service public	659
7.2	**Actes constitutifs et statuts**	**661**
7.2.1	Objet social et raison d'être	661
7.2.2	Exercice social	661
7.2.3	Répartition statutaire des bénéfices	661
7.2.4	Droits attachés aux actions	661
7.2.5	Cession et transmission des actions	662
7.2.6	Modification des statuts, du capital et des droits de vote	662
7.2.7	Organes d'administration et de direction	662
7.2.8	Assemblées générales	662
7.2.9	Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel	662
7.3	**Informations relatives au capital et à l'actionnariat**	**663**
7.3.1	Montant et évolution du capital social	663
7.3.2	Autodétention et programme de rachat d'actions	664
7.3.3	Capital autorisé mais non émis	664
7.3.4	Autres titres donnant accès au capital	664
7.3.5	Titres non représentatifs du capital	664
7.3.6	Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel	666
7.3.7	Nantissement des titres de la Société	666
7.3.8	Répartition du capital et des droits de vote	667
7.3.9	Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	667
7.3.10	Relations avec les investisseurs	667
7.4	**Opérations avec des apparentés**	**668**
7.4.1	Opérations avec des apparentés	668
7.4.2	Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	668
7.5	**Contrats importants**	**672**
7.5.1	Contrats importants conclus en 2024	672
7.5.2	Contrats importants conclus en 2023	672
7.5.3	Contrats importants conclus en 2022	672

7.1 Informations générales concernant la Société

7.1.1 Dénomination sociale, adresse, numéro de téléphone du siège social et site internet

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est situé : 22-30, avenue de Wagram - 75008 Paris (France).

Le numéro de téléphone est + 33 (0) 1 40 42 22 22.

Le site internet est : www.edf.fr. Les informations figurant sur le site internet de la Société ne font pas partie intégrante du présent document d'enregistrement universel sauf si elles y sont incorporées par référence.

7.1.2 Registre du commerce et des sociétés

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 3511Z.

7.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constituée, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un établissement public industriel et commercial (EPIC), avant d'être transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret d'application du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 19 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les dispositions légales et réglementaires applicables aux sociétés commerciales sous réserve des dispositions spécifiques qui lui sont applicables issues notamment du Code de l'énergie et de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ou par ses statuts.

7.1.5 Litiges

Cette section a pour objet de décrire les principales procédures judiciaires autres que celles visées dans la note 21 « Passifs et actifs éventuels » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir la section 6.1 « comptes consolidés au 31 décembre 2024 ») ainsi que les évolutions significatives desdites procédures intervenues depuis la date d'approbation des comptes jusqu'à la date de dépôt de ce document.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autre procédure administrative, judiciaire ou arbitrale y compris toute procédure dont la Société a connaissance, qui est en suspens ou dont elle est menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe que celles visées ci-dessous et celles figurant dans les comptes consolidés clos au 31 décembre 2024.

Enquête CRE/REMIT

Le 14 décembre 2017, la CRE a ouvert une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading Limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, entre le 1er janvier 2017 et le 30 juin 2018 inclus, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). La CRE a informé EDF, par courrier en date du 14 avril 2023, avoir saisi le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS). Cela ne préjuge en rien de l'issue de la procédure.

Recours par des ONG et des associations contre les autorisations administratives liées aux moyens de production

Un certain nombre d'autorisations et permis liés aux moyens de production du Groupe (ASN, décision préfectorale, décret, arrêté...) font l'objet de contentieux le plus souvent portés par des associations environnementales.

Contentieux des 20 TWh additionnels d'électricité mis à disposition des fournisseurs alternatifs à un prix de 46,20 €/MWh pour la période avril-décembre 2022

Le 13 janvier 2022, le Gouvernement a annoncé des mesures exceptionnelles destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022 dont la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a adressé à l'État, en mai 2022, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. En l'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le décret et les arrêtés associés. Par une décision rendue le 3 février 2023, le Conseil d'État a rejeté ce recours d'EDF.

En parallèle, EDF a adressé à la Première ministre une demande préalable tendant à l'indemnisation du préjudice résultant de la mise en place du dispositif gouvernemental en cause, évalué à fin juin 2022 à 8,34 milliards d'euros. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif. La procédure indemnitaire engagée par EDF devant le tribunal administratif de Paris pour obtenir la réparation intégrale par l'État des préjudices subis par EDF se poursuit.

Framatome

Une procédure d'arbitrage est en cours entre Framatome SAS et Eskom Holding SOC Limited (Eskom), dans le cadre du contrat de remplacement des générateurs de vapeur des unités 1 et 2 de la centrale de Koeberg en Afrique du Sud. Le litige porte notamment sur les conséquences pour Framatome et ses sous-traitants du décalage du remplacement des générateurs de vapeurs en raison de retards imputables à Eskom.

Plaintes Fournisseurs d'EDF

EDF a été informée en avril 2023 de l'ouverture d'une enquête préliminaire par le procureur de la République du tribunal judiciaire d'Avesnes-sur-Helpe concernant les agissements de la société Aciérie et Fonderie de la Haute Sambre (spécialisée dans la fabrication de pièces de fonderie industrielle) et portant notamment sur une suspicion de falsification de données ou d'activités non déclarées dans son usine de Berlaimont (59).

Par ailleurs, à la suite d'une inspection réalisée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire les 8 et 9 février 2024, la société Hachette & Driout a émis un communiqué faisant état de plusieurs irrégularités, identifiées dans le cadre d'audits internes, concernant des pièces fabriquées à destination de l'industrie nucléaire.

Certains prestataires et fournisseurs d'EDF ont fait appel à ces deux sociétés afin de procéder à la fabrication de pièces (composants, équipements ou parties d'équipements) destinées à EDF pour les installations du parc nucléaire existant ou dans le cadre de projets de construction de nouvelles installations.

Dans ce cadre, EDF procède à des analyses afin d'identifier de potentielles irrégularités et d'évaluer les conséquences associées au regard des éléments accessibles.

En parallèle des analyses en cours, EDF a procédé à deux dépôts de plainte le 24 janvier 2024 et le 29 juillet 2024.

Par ailleurs, EDF a demandé à l'ensemble des titulaires de faire preuve d'une vigilance particulière dans le cadre de l'exécution des contrats qu'ils ont conclus.

7.1.6 EDF entreprise publique chargée de missions de service public

7.1.6.1 EDF entreprise publique

En tant qu'entreprise détenue intégralement par l'État (voir la section 7.2.9 « Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel »), EDF est soumise aux dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique et à son décret d'application n° 2014-949 du même jour.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumise à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumise aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4 et L. 133-1 du Code des juridictions financières.

Enfin, la cession d'actions par l'État ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 précitée.

En tant qu'acheteur, EDF est soumise aux règles de la commande publique.

7.1.6.2 Service public en France

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du service public de l'électricité.

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie précisent que le service public de l'électricité assure les missions de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, définie à l'article L. 121-3 du Code de l'énergie, a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Fixée par décret, la PPE établit les priorités d'actions des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental. Elle doit être compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget carbone et la stratégie bas carbone définis par le décret n° 2020-457 du 21 avril 2020.

La PPE définit les objectifs quantitatifs de la programmation et l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisés pour les atteindre. Elle peut être répartie par objectif et par filière industrielle.

La loi relative à l'énergie et au climat adoptée le 8 novembre 2019 a créé une loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC) qui devra fixer les grands objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). Ces trois documents formeront la stratégie française pour l'énergie et le climat. La LPEC devait être adoptée en 2024 mais aucun projet de loi n'a été présenté par le Gouvernement.

Le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 a fixé la PPE pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028. En l'absence de LPEC adoptée, une PPE 3 (2024-2033) sera adoptée par décret.

En application de la loi, EDF a établi un Plan stratégique d'entreprise (PSE) présentant les actions que l'entreprise s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de diversification de la production d'électricité fixés dans la première période de la PPE.

La loi Énergie climat du 8 novembre 2019 précise la procédure concernant le PSE qui devra, désormais porter sur les deux périodes de la PPE, être rendu public à l'exclusion des informations relevant du secret des affaires, et présenter les dispositions d'accompagnement mises en place pour les salariés du fait de la fermeture de centrales nucléaires ou thermiques. En cas d'incompatibilité du PSE avec la PPE, la loi prévoit une mise en demeure suivie, le cas échéant, de sanctions.

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental (Corse, départements et collectivités territoriales d'outre-mer et quelques îles bretonnes). La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l'objet d'une PPE qui leur est propre. Les autres zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, font l'objet d'un volet annexé à la PPE pour la France métropolitaine continentale.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, définie à l'article L. 121-4 du Code de l'énergie, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins ;
- le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics désignés par la loi qui sont en charge de cette mission, qu'ils exercent en métropole dans le respect des règles d'indépendance de gestion : RTE pour le transport, Enedis et les entreprises locales de distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de service public de fourniture d'électricité, définie à l'article L. 121-5 du Code de l'énergie, consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette mission incombe légalement à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

La mission de service public au titre de la fourniture d'électricité peut en outre consister à assurer la fourniture d'électricité de secours, définie aux articles R. 333-17 à R. 333-29 du Code de l'énergie, aux clients raccordés aux réseaux publics et dont le fournisseur est défaillant ou a fait l'objet d'un retrait ou d'une suspension de son autorisation. Dans l'attente de l'organisation des appels à candidatures prévus pour la mise en œuvre du dispositif pérenne de fourniture de secours, l'État a désigné, en novembre 2021, des fournisseurs de secours à titre transitoire (EDF sur les zones de desserte de RTE et d'Enedis, les ELD sur leurs zones de desserte, avec la faculté de transférer cette responsabilité à EDF pour les clients non résidentiels).

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés contribue à la cohésion sociale, notamment au moyen de la péréquation nationale des tarifs.

L'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles interdit aux fournisseurs d'électricité de procéder, pour les résidences principales et pendant la période hivernale (du 1er novembre au 31 mars) à l'interruption de la fourniture d'électricité aux personnes ou familles pour non-paiement des factures, y compris par résiliation de contrat. Les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, dans certains cas, procéder à une réduction de puissance, sauf à l'égard des clients bénéficiant du « chèque énergie ». Celui-ci constitue un titre spécial de paiement permettant aux ménages connaissant des difficultés financières de couvrir une partie de leurs dépenses de consommation d'énergie (électricité, gaz, fioul, etc.) ou de leurs dépenses visant à améliorer la performance énergétique de leur logement.

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenue au maintien de la fourniture d'électricité dans les conditions fixées par cet article et le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau pris pour son application.

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat, qui décline les engagements pris par EDF et par l'État et précise les modalités de compensation financière des engagements de service, demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Engagements d'EDF

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix des tarifs réglementés ;
- la production comprenant la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- le versement des soutiens publics aux énergies renouvelables par EDF Obligation d'Achat, à travers les contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération concernant l'électricité produite par les installations entrant dans le champ des dispositifs ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseaux

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le Tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines dans lesquels les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

7.2 Actes constitutifs et statuts

Dans le présent document d'enregistrement universel, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et modifiés postérieurement.

7.2.1 Objet social et raison d'être

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger, et dans le respect des lois mentionnées à l'article 2 de ses statuts :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique, de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le Code de l'énergie et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues, de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, destinées à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ; et
- plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

La raison d'être de la Société est telle que suit : « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ».

7.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois commençant le 1er janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi ou les statuts et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau. Le Conseil d'administration a également la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions. En outre, l'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10 % du dividende versé aux autres actions, y compris dans le cas de paiement du dividende en actions. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé (voir la section 6.5.2 « Politique de distribution, dividende majoré »).

Les modalités de mise en paiement des distributions votées par l'Assemblée générale, ainsi que les dates de jouissance des actions distribuées, sont fixées par elle ou, à défaut, par le Conseil d'administration, dans les conditions légales. Lorsque le montant des distributions, autres qu'en numéraire, auquel a droit l'actionnaire ne correspond pas à un nombre entier d'actions, ce dernier peut recevoir le nombre d'actions immédiatement inférieur complété d'une soulte en espèces ou, si l'Assemblée générale l'a demandé, le nombre d'actions immédiatement supérieur, en versant la différence en numéraire.

7.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Les actions sont obligatoirement nominatives. Elles donnent lieu à une inscription à un compte ouvert par la Société au nom de chaque actionnaire dans les conditions et selon les modalités prévues par les dispositions légales et réglementaires applicables.

7.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte.

7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

7.2.7 Organes d'administration et de direction

La composition et le fonctionnement des organes d'administration et de direction sont détaillés dans le chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise » (voir les sections 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration » et 4.3 « Direction Générale »).

7.2.8 Assemblées générales

7.2.8.1 Convocations aux assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

7.2.8.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

Tout actionnaire a le droit d'assister aux Assemblées générales et peut choisir une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'assemblée, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (article L. 225-106 du Code de commerce) ou voter à distance.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat et, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant, par voie électronique.

7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel

En vertu de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 100 %. La part de la détention par l'État est, le cas échéant, minorée, dans des proportions inférieures à une limite fixée par décret, du capital détenu par les salariés de l'entreprise et par les anciens salariés adhérents du plan d'épargne de groupe de l'entreprise.

À l'exception de ce qui précède, aucun autre dispositif ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat

7.3.1 Montant et évolution du capital social

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises	**4 168 730 082**
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	2 084 365 041 euros
Actions autodétenues	0

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis, ni autorisé aucune action de préférence.

Les opérations sur le capital au cours des trois derniers exercices ont été les suivantes :

Date de l'opération	**Nature de l'opération**	**Actions créées/ annulées** *(en nombre d'actions)*	**Montant nominal de l'opération** *(en euros)*	**Montant du capital après l'opération** *(en euros)*	**Actions composant le capital après opération** *(en nombre d'actions)*
17/03/2022	Augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription	498 257 960	249 128 980	1 868 467 354	3 736 934 708
21/06/2022	Augmentation de capital – Paiement du solde du dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021	131 545 635	65 772 817,50	1 934 240 171,50	3 868 480 343
25/07/2022	Augmentation de capital réservée aux salariés	18 100 741	9 050 370,50	1 943 290 542	3 886 581 084
16/12/2022	Augmentation de capital par conversion de 882 340 obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes de la Société (« OCEANEs Vertes »)	1 137 336	568 668	1 943 859 210	3 887 718 420
27/02/2023	Augmentation de capital par conversion de 201 OCEANEs Vertes	259	129,50	1 943 859 339,50	3 887 718 679
13/03/2023	Augmentation de capital par conversion de 87 831 655 OCEANEs Vertes	113 215 003	56 607 501,50	2 000 466 841	4 000 933 682
25/05/2023	Augmentation de capital par conversion de 130 784 645 OCEANEs Vertes	168 581 407	84 290 703,50	2 084 757 544,50	4 169 515 089
21/06/2023	Augmentation de capital par conversion de 130 784 645 OCEANEs Vertes	103 504	51 752	2 084 809 296,50	4 169 618 593
31/07/2023	Réduction de capital par voie d'annulation d'actions autodétenues	888 511	444 255,50	2 084 365 041	4 168 730 082

7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions

Néant.

7.3.3 Capital autorisé mais non émis

Néant.

7.3.4 Autres titres donnant accès au capital

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs Vertes) à échéance 14 septembre 2024. Les obligations ont fait l'objet d'une offre au public exclusivement auprès d'investisseurs qualifiés, au sens de l'article 2, point e), du règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France, selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, à l'exception des États-Unis d'Amérique, de l'Australie et du Japon (telle que visée à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier) pour un montant nominal maximum d'environ 2,4 milliards d'euros et un rendement négatif annuel brut de - 1,68 %.

Le 14 septembre, 219 579 139 OCEANEs Vertes ont été émises sous le code ISIN FR0013534518 avec une valeur nominale de 10,93 euros et un prix d'émission de 11,70 euros soit 107 % de la valeur nominale. Elles ne portent pas d'intérêts. L'État a souscrit 87 831 655 OCEANEs Vertes soit 40 % de l'émission et un montant en nominal de 960 millions d'euros.

La Société a décidé qu'en cas d'exercice par les porteurs d'OCEANEs Vertes de l'option de conversion et/ou d'échange desdites OCEANEs Vertes en actions ordinaires de la Société, il sera procédé à la conversion de ces OCEANEs Vertes et à l'émission par la Société de nouvelles actions ordinaires. Le ratio de conversion était à la date de l'émission de 1 OCEANE Verte pour 1 action ordinaire. Il peut faire l'objet d'un ajustement conformément aux termes du contrat d'émission (voir ci-dessous).

Un montant égal au produit net de l'émission sera affecté, directement ou indirectement, au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, de projets éligibles nouveaux ou existants, tels que définis dans le *Green Bond Framework* d'EDF. Les projets éligibles existants qui pourront être refinancés par l'intermédiaire de cette émission avec une période rétrospective maximale de trois ans précédant l'année d'émission des obligations, représentent environ 1,5 milliard d'euros, conformément au *Green Bond Framework* d'EDF.

Cette émission pourra également contribuer au renforcement des fonds propres de la Société, en cas d'exercice par les porteurs de leur option de conversion des OCEANEs Vertes se traduisant par l'émission d'actions nouvelles de la Société.

En considérant une émission d'un montant nominal de 2 399 999 989,27 euros représenté par 219 579 139 obligations d'une valeur nominale unitaire de 10,93 euros, sur la base du ratio de conversion initial, la dilution potentielle serait d'environ 7,1 % du capital de la Société si le droit à l'attribution d'actions était exercé pour l'ensemble des obligations et que la Société décidait de remettre uniquement des actions nouvelles en cas d'exercice du droit à l'attribution d'actions [1].

En 2021, en conséquence de la distribution d'un dividende de 0,21 euro par action et conformément aux stipulations du contrat d'émission le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action EDF par OCEANE Verte. Puis, à la suite de la distribution d'un acompte sur le dividende de 0,30 euro par action, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action EDF par OCEANE Verte, à compter du 2 décembre 2021.

En 2022, après l'augmentation de capital du 7 avril 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,087 action EDF par OCEANE Verte. Puis, lors du versement du dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,124 action EDF par OCEANE Verte à compter du 13 juin 2022. Enfin, en conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français le 23 novembre 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,289 action EDF par OCEANE Verte.

Au 31 décembre 2022, 882 340 OCEANEs Vertes ont été converties en actions nouvelles, sur la période comprise du 24 novembre au 31 décembre 2022, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions. Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 0,57 million d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 9,08 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, 218 696 799 OCEANEs Vertes ont été converties en actions nouvelles, sur la période comprise du 26 janvier au 13 juin 2023, donnant lieu à la création de 281 900 173 actions. Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 140,9 millions d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 2,249 milliards d'euros.

L'intégralité des OCEANEs Vertes a été convertie.

7.3.5 Titres non représentatifs du capital

Emprunts obligataires au 31 décembre 2024

Au 31 décembre 2024, le montant des emprunts obligataires au bilan s'élève à 54 116 millions d'euros (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 18.3.2.1 « Variations des emprunts et dettes financières »), la note 18.3.2.2 « Principaux emprunts du Groupe » donne également le détail des principaux emprunts du Groupe, notamment ce qui relève des EMTN ou d'autres emprunts obligataires. Au 31 décembre 2024, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 047 millions d'euros (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 14.3 « Titres subordonnés à durée indéterminée »).

Programme *Euro Medium Term Notes* (EMTN)

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme dit « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date.

Le 11 juin 2024, EDF a lancé une émission obligataire senior verte sur 3 tranches de 3,0 milliards d'euros :

- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,125 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France ;

(1) Voir la section 6.8 de l'URD 2020 présentant le rapport du Conseil d'administration et des Commissaires aux comptes sur l'émission.

- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement des projets d'énergies renouvelables et des projets hydroélectriques ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,750 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement de la distribution d'électricité liée notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique.

Le 26 juin 2024, EDF a réalisé une émission d'obligations de 100 millions d'euros d'une maturité de 10 ans indexée sur l'inflation avec un coupon réel fixe de 1,874 %.

Le 21 août 2024, EDF a également lancé une émission obligataire senior verte de 310 millions de francs suisses sur 2 tranches :

- une émission d'obligations d'un montant de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,5650 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 1,7425 %.

Le produit net des obligations vertes sera affecté au financement et/ou au refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF et alignés avec la Taxonomie européenne dans les projets d'énergies renouvelables et les projets hydroélectriques.

Le 10 septembre 2024, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides vertes multidevises sur 3 tranches dont le produit net sera affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF et alignés avec la Taxonomie européenne dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France :

- une émission d'obligations d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon fixe de 5,125 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 5,25 ans, en 2029 ;
- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions d'euros, avec un coupon fixe de 5,625 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 8 ans, en 2032 ;
- une émission d'obligations d'un montant de 500 millions de livres sterling, avec un coupon fixe de 7,375 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 11 ans, en 2035.

Le 10 septembre 2024, EDF a également lancé le rachat pour 498,7 millions d'euros d'une souche d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant initial de 1,0 milliard ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026 et pour 621,3 millions de livres sterling d'une souche d'obligations hybrides libellées en livres sterling d'un montant initial de 1,25 milliard ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026.

Le 31 octobre 2024, EDF a réalisé une émission d'obligations senior de 500 millions de livres sterling de maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,500 %.

Le 29 janvier 2025, EDF a exercé son option de remboursement anticipé des obligations hybrides émises le 29 janvier 2013 pour un montant nominal de 1,250 milliard d'euros.

Activité obligataire hors programme EMTN

Le 15 avril 2024, EDF a levé 2,050 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions de dollars américains, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,650 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,950 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions de dollars américains, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,000 %.

Le 13 mai 2024, EDF a levé 750 millions de dollars canadiens sur 2 tranches d'obligations senior :

- une émission d'obligations d'un montant de 350 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,379 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 400 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,777 %.

Le 18 octobre 2024, EDF a levé 35,8 milliards de yens, soit environ 220 millions d'euros, à travers 2 tranches d'obligations senior sur le marché japonais obligations « Samouraï » :

- une émission d'obligations d'un montant de 28,3 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,172 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 7,5 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,423 %.

Sur les deux exercices antérieurs 2022 et 2023

Le 5 octobre 2022, EDF a également lancé une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros consistant en :

- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions d'euros, d'une maturité de 4 ans et 3 mois avec un coupon fixe de 3,875 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- une émission d'obligations vertes d'un montant de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,75 % ; le produit net de ces obligations vertes sera affecté au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF publié en juillet 2022 [1].

Le 30 novembre 2022, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée pour un montant de 1 milliard d'euros, avec un coupon de 7,5 % et une option de remboursement à 6 ans au gré de la Société.

Le 19 janvier 2023, EDF a lancé une émission obligataire senior multi-devise sur 4 tranches :

- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 9 ans avec un coupon fixe de 4,25 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 450 millions de livres sterling d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 5,50 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 500 millions de livres sterling d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,625 %.

EDF a réalisé, le 28 mars 2023, une émission d'obligations de 99 millions de livres sterling fongible dans l'émission de 500 millions de livres sterling, de maturité de 30 ans émise le 19 janvier 2023.

Le 17 mai 2023, EDF a levé 3 milliards de dollars américains et 500 millions de dollars canadiens sur 5 tranches d'obligations senior :

- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard de dollars américains, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,700 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 6,250 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard de dollars américains, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,900 % ;

(1) Sur le site Internet www.edf.fr.

- une émission d'obligations d'un montant de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 5,993 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 200 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,492 %.

Le 8 juin 2023, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides d'un montant de 1,5 milliard de dollars américains, avec un coupon initial de 9,125 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société de 10 ans, en 2033.

Le 22 juin 2023, EDF a levé 33 milliards de yens, soit environ 213 millions d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais obligations « Samouraï » :

- une émission d'obligations d'un montant de 25,3 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,059 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 2,2 milliards de yens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 1,355 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 4,4 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,695 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1,1 milliard de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 2,328 %.

Le 7 juillet 2023, EDF a lancé le rachat pour 904 millions de dollars américains d'une souche d'obligations hybrides libellées en dollars américains d'un montant initial de 1,5 milliard de dollars américains ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2024. Le montant en principal des titres visés toujours en circulation à la suite du règlement de l'offre de rachat a fait l'objet d'un remboursement au 22 janvier 2024 à la suite de l'exercice de l'option de remboursement anticipé sur cette souche pour un montant total de 595,641 millions de dollars américains.

Le 21 août 2023, EDF a également lancé une émission obligataire senior verte de 325 millions de francs suisses sur 2 tranches :

- une émission d'obligations d'un montant de 200 millions de francs suisses, d'une maturité de 4 ans avec un coupon fixe de 2,30 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 125 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 2,55 %.

Un montant égal au produit net des obligations vertes sera affecté au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité liés notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique.

Le 28 novembre 2023, EDF a lancé une émission d'obligations senior vertes pour un montant de 1 milliard d'euros, avec une maturité de 3 ans et 6 mois et un coupon de 3,75 %. Il s'agit de la première émission d'obligations vertes dont le montant sera intégralement destiné au parc nucléaire français existant.

7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements de cession de titres de filiales sont décrits aux notes 3.1.1 « Évolutions de périmètre » et 3.2 « Actifs et passifs détenus en vue de leur vente » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 »). Ils concernent principalement les activités d'Edison, en particulier les activités de stockage de gaz, des éléments de compléments de prix sur la cession de son activité E&P et la cession de sa participation dans Elpedison.

À l'exception des engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités », EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

7.3.7 Nantissement des titres de la Société

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2024		Situation au 31/12/2023		Situation au 31/12/2022	
	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital
État	4 168 730 082	100,00	4 168 730 082	100,00	3 460 481 557 (1)	89,01
Institutionnels et particuliers	n/a	n/a	n/a	n/a	364 680 320	9,38
Actionnariat salarié	n/a	n/a	n/a	n/a	61 668 032 (2)	1,59
Actions autodétenues	n/a	n/a	n/a	n/a	888 511	0,02
TOTAL	**4 168 730 082**	**100**	**4 168 730 082**	**100**	**3 887 718 420**	**100**

(1) La participation de l'État au capital social d'EDF inclut les actions EDF détenues par Bpifrance.

(2) Ce nombre comprend d'une part 57 796 177 actions (représentant 1,49 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF », « EDF Classique » et « EDF ORS » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 3,872 millions d'actions, représentant 0,10 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

Concernant les droits de vote théoriques et exerçables en Assemblée générale, l'État français détient, au 31 décembre 2024, 100 % des droits de vote théoriques et exerçables en Assemblée générale.

7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société.

En outre, conformément à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, le capital social d'EDF est détenu à 100 % par l'État (1).

7.3.10 Relations avec les investisseurs

L'équipe Relations Investisseurs d'EDF a rejoint la Direction Impact, elle-même faisant partie de la Direction Performance Impact Investissements et Finance. Elle établit un dialogue permanent avec les marchés financiers dans le respect de la réglementation. L'objectif est que le marché dispose des éléments de valorisation de l'entreprise dans la durée, en expliquant sa stratégie, son modèle de développement et son environnement.

Ainsi, le Groupe publie de nombreux supports de communication portant sur sa stratégie, son modèle d'affaire, sa performance financière et extra-financière et ses perspectives, ainsi que les différents événements qui impactent son activité. De plus, tout au long de l'année, l'équipe Relations Investisseurs entretient des échanges avec le marché lors de réunions physiques ou virtuelles, de conférences, de *roadshows*, notamment en vue des prochaines émissions obligataires.

Ce dialogue avec les marchés financiers vise à entretenir une image cohérente et fidèle du groupe EDF auprès des analystes et des investisseurs, afin notamment que ces derniers soient en mesure d'apprécier les performances opérationnelles, financières et extra-financières ainsi que les perspectives d'évolution du Groupe.

En 2024, la publication des résultats financiers du Groupe au pas semestriel a fait l'objet d'une présentation lors d'une conférence de presse par le Président-Directeur Général et d'une conférence téléphonique au cours de laquelle le Directeur Financier a aussi répondu aux questions des investisseurs et des analystes financiers.

(1) La part de la détention par l'État est, le cas échéant, minorée, dans des proportions inférieures à une limite fixée par décret, du capital détenu par les salariés de l'entreprise et par les anciens salariés adhérents du plan d'épargne de groupe de l'entreprise.

7.4 Opérations avec des apparentés

7.4.1 Opérations avec des apparentés

Les informations concernant le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des normes IFRS au titre de l'exercice 2024 figurent dans la note 23 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 »).

Y sont détaillées :

- les relations avec l'État ;
- les relations avec Engie ;
- les relations avec Orano et les entreprises du secteur public ;
- les principales transactions avec les entreprises associées du périmètre de consolidation.

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit ci-dessous à la section 7.4.2 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées ».

7.4.2 Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

(Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024)

A l'assemblée générale de la société

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R.225-31 du code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R.225-31 du code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

CONVENTIONS SOUMISES A L'APPROBATION DE L'ASSEMBLEE GENERALE

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L.225-40 du code de commerce, nous avons été avisés de la convention suivante conclue au cours de l'exercice écoulé qui a fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.

1. Cession d'une action de préférence de catégorie B de la Société GEAST par l'Etat français à EDF

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF.

Nature, objet et modalités : le contrat de cession a pour objet la cession d'une action de préférence de catégorie B de la société GEAST par l'Etat français au profit d'EDF pour un prix total de un euro.

Cette cession intervient à la suite de la réalisation de l'acquisition par EDF des activités nucléaire « Steam Power » de GE Vernova le 31 mai 2024 (l'« Acquisition »). La cession de cette action, en date du 2 juillet 2024, était subordonnée à l'obtention d'un arrêté du Ministre chargé de l'économie et des finances autorisant l'Acquisition.

Votre Conseil d'administration réuni le 28 juin 2024 a préalablement autorisé la signature par EDF du contrat de cession, considérant que cette opération permettait à EDF de détenir 100 % du capital de GEAST et d'en simplifier la gouvernance, et qu'il était donc dans l'intérêt d'EDF de conclure ledit contrat de cession et de réaliser ladite cession à la suite de la réalisation de l'Acquisition.

CONVENTIONS DEJA APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R.225-30 du code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

1. Protocole transactionnel relatif à l'indemnisation par l'État français de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : le protocole a pour objet de fixer les chefs de préjudices ainsi que les modalités de calcul de l'indemnisation à recevoir par EDF de l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim. La conclusion de ce protocole transactionnel, signé le 27 septembre 2019, a été autorisée par le Conseil d'administration réuni les 4 avril et 20 septembre 2019.

Ce protocole a fait l'objet d'un avenant signé le 25 juillet 2022, comme mentionné au paragraphe 1 de la troisième partie du présent rapport (Conventions autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs et ne pouvant être approuvées par l'assemblée générale).

L'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale. À ce titre, EDF a reçu une indemnité de 370 millions d'euros le 14 décembre 2020. Le produit de cette indemnité est reconnu au compte de résultat en subvention d'exploitation au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses, soit un montant de 36 millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
- de versements ultérieurs correspondants aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de productions futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex-post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Ce second chef d'indemnisation n'a pas eu d'effet au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

2. Contrat de cession entre EDF, Areva SA et Areva NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital de New NP (désormais dénommée Framatome) et autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession par Areva SA de sa participation dans le capital de New NP (désormais dénommée Framatome)

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et d'Areva SA.

Nature, objet et modalités : EDF a conclu dans le cadre des opérations d'acquisition par EDF de la société New NP les contrats suivants :

(i) un contrat de cession entre EDF, Areva SA et Areva NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital d'une société New NP (désormais dénommée Framatome) détenue à 100 % par Areva NP, filiale d' Areva SA. Le contrat d'acquisition final portant sur 75,5 % du capital de Framatome, a été autorisé par votre Conseil d'administration du 14 décembre 2017 et signé le 22 décembre 2017 ; l'acquisition a été réalisée le 31 décembre 2017, pour un montant de 1.868 millions d'euros hors frais d'acquisition ;

(ii) d'autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession précitée, préalablement autorisés par votre Conseil d'administration lors de ses séances des 23 juin 2017 et 14 décembre 2017, à savoir :

- le contrat final de cession signé par EDF le 14 décembre 2017 relatif à l'acquisition de 19,5 % des titres Framatome par MHI auprès d'Areva SA et d'Areva NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF ;
- le contrat final de cession signé par EDF le 14 décembre 2017 relatif à l'acquisition de 5 % des titres Framatome par Assystem auprès d' Areva SA et d' Areva NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF.

Comme mentionné dans le rapport spécial des commissaires aux comptes en date du 13 mars 2023 à destination de l'Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022, EDF a reversé en 2022 34 millions d'euros à Framatome et 13 millions d'euros aux sociétés MHI et Assystem à proportion de leur participation dans le capital de Framatome, soit un montant respectivement de 10 millions d'euros et 3 millions d'euros. En 2024, aucun versement impactant la trésorerie d'EDF n'a été réalisé.

CONVENTIONS AUTORISEES ET CONCLUES AU COURS DES EXERCICES ANTERIEURS ET NON APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

Nous portons à votre connaissance les conventions suivantes, autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs, qui figuraient dans notre rapport spécial sur les conventions réglementées relatif à l'exercice 2023 et qui n'ont pas été approuvées par l'assemblée générale statuant sur les comptes des exercices antérieurs.

1. Pacte d'actionnaires entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, concernant la société Coentreprise de Transport d'Electricité - CTE, maison-mère de RTE

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF SA, et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités : l'accord, signé le 14 décembre 2016 et mis en œuvre le 31 mars 2017 entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, a permis l'acquisition par ces dernières d'une participation indirecte de 49,9 % dans le capital de RTE, par l'intermédiaire de la société CTE, ainsi que la mise en place des modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE, notamment par la conclusion d'un pacte d'actionnaires.

Ce pacte d'actionnaires a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2024.

2. Convention conclue entre l'Etat français, EDF, la Caisse des Dépôts, CNP Assurances et la société CTE relative à la gouvernance de CTE et de RTE

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF, partie prenante à l'accord et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet et modalités : cette convention conclue entre EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, CTE et l'Etat français, a notamment pour objet de formaliser l'engagement de l'Etat de limiter à deux le nombre de ses représentants au Conseil de surveillance de RTE.

Cette convention a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2024.

CONVENTIONS AUTORISEES ET CONCLUES AU COURS DES EXERCICES ANTERIEURS ET NE POUVANT ETRE APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

Nous portons à votre connaissance les conventions suivantes, autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs, qui figuraient dans le rapport spécial sur les conventions réglementées relatif à l'exercice 2022 et qui n'ont pas pu être approuvées juridiquement par l'assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice 2022, l'Etat Français étant l'actionnaire unique de la société.

1. Avenant au protocole transactionnel relatif à l'indemnisation d'EDF par l'Etat français du fait de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial (au moment de l'autorisation par le Conseil d'administration), puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : comme mentionné au paragraphe 1 de la deuxième partie du présent rapport (Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale), un protocole transactionnel relatif à l'indemnisation d'EDF par l'Etat français dans le cadre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim (le « Protocole Transactionnel ») a été signé le 27 septembre 2019.

A la demande des services de l'Etat français, il a été décidé d'apporter par voie d'avenant, signé le 25 juillet 2022, certaines modifications du Protocole Transactionnel visant à préciser les modalités pratiques de son application, afin notamment d'assurer une meilleure prévisibilité budgétaire pour l'Etat français, et sans remettre en cause les principes et l'équilibre définis par le Protocole Transactionnel.

Votre Conseil d'administration réuni le 15 décembre 2021 a préalablement autorisé la conclusion de cet avenant au Protocole Transactionnel, considérant qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure ledit avenant puisque les modifications apportées au Protocole Transactionnel ont été négociées par EDF au mieux de ses intérêts et ne remettaient pas en cause les stipulations déjà arrêtées dans le Protocole.

Cette convention a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2024.

2. Conventions conclues par EDF dans le cadre du projet d'acquisition des activités nucléaires « *Steam Power* » de General Electric

Le 10 février 2022, EDF et General Electric Company (GE) ont signé un accord d'exclusivité (MOU) concernant le projet d'acquisition par EDF des activités nucléaires (hors activités de service menées en Amérique) « Steam Power » de GE (« GE Steam Power »).

Votre Conseil d'administration réuni le 3 novembre 2022 a préalablement autorisé la conclusion des conventions suivantes, dans le cadre de la signature par EDF du contrat d'acquisition portant sur les activités GE Steam Power qui est intervenue le 4 novembre 2022 (le « Contrat d'Acquisition »).

Ces conventions ont continué à produire leurs effets au cours de l'exercice 2024.

2.1 Adhésion par EDF au protocole signé entre General Electric Company et l'Etat français le 10 février 2022

Personnes concernées : l'Etat français, représenté à compter du 23 septembre 2022 par Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : concomitamment à la signature du MOU mentionné ci-dessus, GE et l'Etat français ont signé, le 10 février 2022, un protocole (le« Protocole») dont l'objet est de prévoir (i) la résiliation, comme décrit ci-après aux paragraphes 2.2, 2.3 et 2.4 du présent rapport, des deux contrats-cadres et des accords de licence y afférents, conclus en 2014 lors de l'acquisition par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom et (ii) des engagements de l'Etat français en sa qualité d'actionnaire de la société GEAST dans le cadre de l'acquisition par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power.

Simultanément à la signature du Contrat d'Acquisition et conformément aux dispositions de ce dernier, EDF a adhéré au Protocole en le signant le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, et l'Etat français, sans charge financière pour EDF.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF d'adhérer au Protocole car son adhésion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition.

2.2 Convention de résiliation du contrat-cadre de pérennité du parc nucléaire existant, conclu lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'Etat français, représenté à compter du 23 septembre 2022 par Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation du contrat-cadre qui avait été conclu entre EDF, GE, Alstom SA et l'État français le 4 novembre 2014 et qui portait sur des engagements de fourniture de services au parc nucléaire existant du groupe EDF afin de garantir la pérennité du parc nucléaire en exploitation, dans le cadre de l'acquisition en 2014 par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom.

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, l'Etat français et GEAST, est sans charge pour EDF.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, le contrat cadre appelé à être résilié lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

2.3 Convention de résiliation du contrat-cadre sur les nouveaux projets nucléaires, conclu lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'Etat français représenté Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et Monsieur Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 23 novembre 2022) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 25 novembre 2022).

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation du contrat-cadre qui avait été conclu entre EDF, Areva NP (Framatome étant venue aux droits d'Areva NP en 2017), GE, Alstom SA et l'État français le 4 novembre 2014 et qui portait sur des engagements relatifs à des remises d'offres basées sur la technologie Arabelle pour les nouveaux projets nucléaires, dans le cadre de l'acquisition en 2014 par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom.

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, l'Etat français, Framatome et GEAST, est sans charge pour EDF, ainsi que pour Framatome.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, le contrat cadre appelé à être résilié lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

2.4 Convention de résiliation des accords de licence conclus lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'Etat français représenté Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et actionnaire à 100 % de la société SPVPI, et Monsieur Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 23 novembre 2022) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 25 novembre 2022).

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation des contrats de licence suivants, associés aux contrats cadres conclus en 2014 lors de l'acquisition par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom :

- contrat de licence des droits de propriété intellectuelle SPV pour le parc existant EDF, conclu entre Alstom Technologie AG, SOGEPA, GE, Alstom SA et EDF, et
- contrat de licence des droits de propriété intellectuelle SPV pour les nouveaux projets nucléaires, conclu entre Alstom Technologie AG, SOGEPA, GE, Alstom SA, EDF et Areva NP (Framatome étant venue aux droits d'Areva NP en 2017).

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Technology GmbH, General Electric Company, Framatome, SPVPI et GEAST, est sans charge pour EDF, ainsi que pour Framatome.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, les contrats de licence appelés à être résiliés lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris-la-Défense, le 14 mars 2025

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit		**KPMG SA**	
Séverine SCHEER	Cédric HAASER	Marie GUILLEMOT	Jacques-François LETHU

7.5 Contrats importants

Outre les conventions réglementées figurant dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes, des contrats éventuellement décrits dans les chapitres 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités », 5 « Performance financière et perspectives » ou à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » dans l'annexe aux comptes consolidés du présent document d'enregistrement universel, les contrats importants du Groupe, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, conclus au cours des trois derniers exercices sociaux sont les suivants :

7.5.1 Contrats importants conclus en 2024

Les contrats importants conclus en 2024, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat d'acquisition d'une participation minoritaire de 5 % dans le capital de Framatome auprès d'Assystem (25 janvier 2024) ;
- contrat d'acquisition des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (à l'exception des activités de services sur le continent américain) par EDF exécuté à la suite de l'accord définitif signé le 4 novembre 2022 et de la levée de l'ensemble des conditions suspensives (31 mai 2024) ;
- contrat d'acquisition de 100 % d'Allentis par Framatome, filiale du groupe EDF (4 novembre 2024).

7.5.2 Contrats importants conclus en 2023

Les contrats importants conclus en 2023, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat de cession de 49 % du capital de trois sociétés de projets opérant des parcs éoliens en France (puissance installée de 160 MW) par EDF Renouvelables France à la société espagnole PonteGadea Inversiones SL (27 décembre 2023) ;
- contrat d'acquisition d'une participation majoritaire dans le capital de la société Jeumont Electric par Framatome et d'une participation minoritaire par Naval Group, représentant 100 % du capital et des droits de vote, auprès d'Altawest (6 octobre 2023).

7.5.3 Contrats importants conclus en 2022

Les contrats importants conclus en 2022, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat de cession de 100 % du capital d'EDF Energy Services LLC (EDFES) ayant pour objet l'activité de détail d'EDF Trading North America par EDF Trading Limited, filiale à 100 % d'EDF à BP (12 septembre 2022) ;
- contrat de cession de la participation d'EDF dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas à EPH, producteur et gestionnaire de réseau d'électricité tchèque (27 septembre 2022) ;
- contrat d'acquisition de SPIE UK par Imtech, filiale de Dalkia et du groupe EDF (27 octobre 2022) ;
- contrat d'acquisition des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires par EDF (4 novembre 2022) ;
- contrat de cession de 100 % du capital de la filiale irlandaise Suir Engineering Ltd au fonds d'investissement britannique Duke Street par Imtech, filiale de Dalkia et d'EDF Energy (11 novembre 2022).

8.

Informations complémentaires

8.1 Personne responsable du Document d'enregistrement universel et attestation 674

8.1.1 Responsable du Document d'enregistrement universel 674

8.1.2 Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel 2024 contenant le rapport financier annuel 674

8.2 Responsables du contrôle des comptes - Commissaires aux comptes 674

8.3 Documents accessibles au public - LEI 675

8.4 Tables de concordance 676

8.4.1 Table de concordance avec l'annexe I et II du règlement (CE) n° 2019/980 676

8.4.2 Table de concordance avec le rapport de gestion 678

8.4.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise 680

8.4.4 Table de concordance avec le rapport financier annuel 680

8.5 Glossaire 681

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation

8.1.1 Responsable du document d'enregistrement universel

Luc Rémont, Président-Directeur Général d'EDF.

8.1.2 Attestation du responsable du document d'enregistrement universel 2024 contenant le rapport financier annuel

J'atteste que les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes annuels et les comptes consolidés sont établis conformément au corps de normes comptables applicable et donnent une image fidèle et honnête des éléments d'actif et de passif, de la situation financière et des profits ou pertes de l'émetteur et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion inclus dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des résultats de l'entreprise et de la situation financière de l'émetteur et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels ils sont confrontés et qu'il a été établi conformément aux normes d'information en matière de durabilité applicables.

Luc Rémont,

Président-Directeur Général d'EDF

8.2 Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes

KPMG SA

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris-La Défense Cedex, représentée par Marie Guillemot et Jacques-François Lethu.

PricewaterhouseCoopers Audit

63, rue de Villiers, 92200 Neuilly-sur-Seine, représentée par Séverine Scheer et Cédric Haaser.

KPMG SA, Commissaire aux comptes titulaire, a été renouvelée par l'Assemblée générale ordinaire du 28 juin 2023 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028.

PriceWaterhouse Coopers Audit SAS, Commissaire aux comptes titulaire, a été nommée par l'Assemblée générale ordinaire du 28 juin 2023 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028.

Les Commissaires aux comptes, ci-avant désignés, ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document d'enregistrement universel.

8.3 Documents accessibles au public – LEI

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques de la Société déposées auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante : www.edf.fr. Une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08.

Le numéro LEI d'EDF est le 549300X3UK4GG3FNMO06.

L'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible sur le site internet de la Société[1].

La Société a mis en place une période d'embargo de 15 jours calendaires avant l'annonce des résultats annuels et semestriels (*quiet period*) pendant laquelle aucune information nouvelle sur la marche des affaires et les résultats d'EDF ne doit être délivrée aux analystes financiers et aux investisseurs, afin de ne pas courir le risque de communiquer des informations financières parcellaires pouvant conduire leurs destinataires à anticiper les résultats d'EDF avant leur publication.

En application de l'article 19 du règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil du 14 juin 2017, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document :

- les principales rubriques prévues par les Annexes 1 et 2 du règlement délégué (UE) 2019/980 du 14 mars 2019 ;
- les informations qui constituent le rapport financier annuel prévu par les articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'AMF ;
- les informations qui constituent le rapport de gestion du Conseil d'administration prévu par le Code de commerce incluant notamment l'état de durabilité et le rapport sur le gouvernement d'entreprise ;
- le document d'enregistrement universel 2023 du groupe EDF (URD 2023) déposé auprès de l'AMF le 4 avril 2024 référence D.24-0238 ;
- le document d'enregistrement universel 2022 du groupe EDF (URD 2022) déposé auprès de l'AMF le 21 mars 2023 référence D.23-0122 ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2023 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant au chapitre 6 de l'URD 2023 ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2022 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant au chapitre 6 de l'URD 2022 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, figurant au chapitre 5 de l'URD 2023 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, figurant au chapitre 5 de l'URD 2022.

(1) www.edf.fr.

8.4 Tables de concordance

8.4.1 *Table de concordance avec l'annexe I et II du règlement (CE) n° 2019/980*

La table de correspondance ci-après permet d'identifier les informations requises par les annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 conformément au schéma du présent Document d'enregistrement universel :

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Paragraphes de l'URD
1. Personnes responsables, information provenant de tiers, rapport d'experts et approbation de l'autorité compétente	
1.1. Identité des personnes responsables	8.1.1
1.2. Déclaration des personnes responsables	8.1.2
1.3. Nom, adresse, qualifications et intérêts potentiels des personnes intervenant en qualité d'experts	n/a
1.4. Attestation relative aux informations provenant d'un tiers	n/a
1.5 Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente	Page 3
2. Contrôleurs légaux des comptes	
2.1. Identité des contrôleurs légaux	8.2
2.2. Changements antérieurs	n/a
3. Description des risques importants	**Chapitre 2**
4. Informations concernant l'émetteur	
4.1. Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	7.1.1
4.2. Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2 et 8.3
4.3. Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	7.1.3
4.4. Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine dans lequel il est constitué, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	7.1.1 et 7.1.4
5. Aperçu des activités	
5.1. Principales activités	
5.1.1. Nature des opérations	1.4
5.1.2. Nouveaux produits et services importants	n/a
5.2. Principaux marchés	1.4
5.3. Événements importants dans le développement des activités	1.4, 5.1.2 et 5.1.3
5.4. Stratégie et objectifs	1.3
5.5. Dépendance de l'émetteur à l'égard des brevets, licences, contrats et procédés de fabrication	1.5
5.6. Déclaration sur la position concurrentielle	2.1.1
5.7. Investissements	
5.7.1. Investissements importants réalisés	1.1, 5.1.4.2 et 6.1 (note 10.6)
5.7.2. Principaux investissements en cours ou que compte réaliser l'émetteur à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements fermes et méthodes de financement	6.1 (note 10.3)
5.7.3. Coentreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.1 (note 12)
5.7.4. Questions environnementales	Chapitre 3
6. Structure organisationnelle	
6.1. Description sommaire du Groupe	1.2.1 et 1.2.2
6.2. Liste des filiales importantes	1.2.1
7. Examen de la situation financière et du résultat	
7.1. Situation financière	
7.1.1. Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	Chapitres 3, 5, 6
7.1.2. Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.3 et 1.5
7.2. Résultats d'exploitation	
7.2.1. Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	1.2.3, 5.1.2 et 5.1.3
7.2.2. Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	5.1.4
8. Trésorerie et capitaux	
8.1. Information sur les capitaux	7.3 et 6.1 (note 14)

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Paragraphes de l'URD
8.2. Flux de trésorerie	6.1 (notes 10.4, 10.6 et 13.1)
8.3. Besoins de financement et structure de financement	6.1 (note 18.3)
8.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	n/a
8.5. Sources de financement attendues	n/a
9. Environnement réglementaire	
9.1. Description de l'environnement réglementaire et toute mesure ou facteur de nature administrative, économique, budgétaire, monétaire ou politique	1.4
10. Informations sur les tendances	
10.1. Description des principales tendances et de tout changement significatif de performance financière du Groupe depuis la fin du dernier exercice	5.1.1 et 5.1.2
10.2. Événement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	5.4
11. Prévisions ou estimations du bénéfice	
11.1. Prévisions ou estimations de bénéfice publiées	n/a
11.2. Déclaration énonçant les principales hypothèses de prévision	n/a
11.3. Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité des méthodes comptables	n/a
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	
12.1. Informations concernant les membres	
Nom, adresse professionnelle et fonction	4.2.1 et 4.3.1
Nature de tout lien familial existant	4.4
Expertise et expérience	4.2.1 et 4.3.2
Déclaration de non-condamnation	4.4.2
12.2. Conflits d'intérêts	4.4.1
13. Rémunération et avantages	
13.1. Rémunération versée et avantages en nature	4.5
13.2. Provisions pour pensions et retraites	4.5
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	
14.1. Date d'expiration des mandats	4.2.1 et 4.2.2.1
14.2. Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance à l'émetteur	4.4.3
14.3. Informations sur les Comités d'audit et le Comité de rémunération	4.2.3
14.4. Déclaration de conformité et de non-conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1
14.5. Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.2.2
15. Salariés	
15.1. Nombre de salariés	3.3.2
15.2. Participations et stock-options	n/a
15.3. Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	n/a
16. Principaux actionnaires	
16.1. Actionnaires détenant plus de 5 % du capital à la date du document d'enregistrement	7.3.8
16.2. Existence de droits de vote différents	7.2.4
16.3. Contrôle direct ou indirect	7.3
16.4. Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	7.3.9
17. Transactions avec des parties liées	
17.1 Détail des transactions	7.4
18. Informations financières concernant l'actif et le passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur	
18.1. Informations financières historiques	
18.1.1. Informations financières historiques auditées pour les trois derniers exercices et le rapport d'audit	6.1
18.1.2. Changement de date de référence comptable	n/a
18.1.3. Normes comptables	6.1
18.1.4. Changement de référentiel comptable	n/a
18.1.5. Informations financières en normes comptables françaises	6.1

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Paragraphes de l'URD
18.1.6. États financiers consolidés	6.1
18.1.7. Date des dernières informations financières	31 décembre 2024
18.2. Informations financières intermédiaires et autres	
18.2.1. Informations financières trimestrielles ou semestrielles	n/a
18.3. Audit des informations financières annuelles historiques	
18.3.1. Audit indépendant des informations financières annuelles historiques	6.2
18.3.2. Autres informations auditées	n/a
18.3.3. Sources et raisons pour lesquelles des informations n'ont pas été auditées	n/a
18.4. Informations financières pro forma	n/a
18.5. Politique en matière de dividendes	6.5
18.5.1. Description de la politique de distribution de dividendes et de toute restriction applicable	6.5
18.5.2. Montant du dividende par action	6.5.1
18.6. Procédures administratives, judiciaires et d'arbitrage	
18.6.1. Procédure ayant un effet potentiel sur la situation financière du Groupe	2.2, 6.1 (notes 5 et 21) et 7.1.5
18.7. Changement significatif de la situation financière	6.6.2
19. Informations supplémentaires	
19.1. Capital social	
19.1.1. Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	7.3.1, 7.3.3 et 6.1 (note 14)
19.1.2. Informations relatives aux actions non représentatives du capital	7.3.5
19.1.3. Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	7.3.1 et 7.3.2
19.1.4. Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	7.3.4
19.1.5. Informations sur les conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital	7.2.4, 7.2.5 et 7.3.3
19.1.6. Informations sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option et le détail de ces options	7.3.6
19.1.7. Historique du capital social	7.3.1
19.2. Acte constitutif et statut	
19.2.1. Registre et objet social	7.1.2 et 7.2.1
19.2.2. Droits, privilèges et restrictions attachés à chaque catégorie d'actions	7.2.4
19.2.3. Disposition ayant pour effet de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	7.2.9
20. Contrats importants	7.5
21. Documents disponibles	8.3

8.4.2 *Table de concordance avec le rapport de gestion*

Le présent document d'enregistrement universel inclut les éléments du rapport de gestion relatif à l'exercice 2024 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 232-1 II et L. 22-10-35 du Code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du présent document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Élément requis	Texte de référence	Paragraphes de l'URD
1. Situation et activité du Groupe		
1.1. Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	L. 232-1, II, 1°, L. 232-1, I et II, L. 233-6 et L. 233-26 du Code de commerce	Chapitre 5
1.2. Indicateurs clés de performance de nature financière	L. 232-1, II, 4°, du Code de commerce	1.1 et 5
1.3. Indicateurs clés de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	L. 232-1, II, 4° du Code de commerce	Chapitre 3
1.4. Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	L. 232-1, II, 1° et L. 233-26 du Code de commerce	5.2 et 5.3
1.5. Identité des principaux actionnaires et détenteurs des droits de vote aux Assemblées générales et modifications intervenues au cours de l'exercice	L. 233-13 du Code de commerce	7.3.8
1.6. Succursales existantes	L. 232-1, II, 3° du Code de commerce	6.6.5

Élément requis	Texte de référence	Paragraphes de l'URD
1.7. Prises de participation significatives dans les sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	L. 233-6 al. 1 du Code de commerce	1.2.1 et 6.1 (note 3)
1.8. Aliénations des participations croisées	L. 233-29, L. 233-30 et R. 233-19 du Code de commerce	n/a
1.9. Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	5.1.6
1.10. Activités en matière de recherche et de développement	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	1.5
1.11. Tableau faisant apparaître les résultats de la société au cours de chacun des cinq derniers exercices	R. 225-102 du Code de commerce	6.6.1
1.12. Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	L.441-14 et D. 441-6 du Code de commerce	6.6.3
1.13. Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration du commissaire au compte	L. 511-6, 3 bis et R. 511-2-1-3 du Code monétaire et financier	6.6.4
2. Contrôle interne et gestions des risques		
2.1. Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	L. 232-1, II, 5° du Code de commerce	2.2
2.2. Indications sur les risques financiers liés aux effets du changement climatique et la présentation des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité	L. 232-6-3 du Code de commerce	2.2.5
2.3. Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	L. 22-10-10 7° du Code de commerce	2.1
2.4. Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principale de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	L. 232-1, II, 6° du Code de commerce	5.1.7
2.5. Dispositions anti-corruption	Loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 dite « Sapin II »	3.4.4
2.6. Plan de vigilance et compte-rendu de sa mise en œuvre effective	L. 225-102-4 du Code de commerce	3.6
3. Rapport sur le Gouvernement d'entreprise		**Voir la table de concordance 8.4.3**
4. Actionnariat et capital		
4.1. Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	L. 233-13 du Code de commerce	7.3
4.2. Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	L. 225-211 du Code de commerce	7.3.2
4.3. État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	L. 225-102, al. 1 du Code de commerce	7.3.8
4.4. Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	n/a
4.5. Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	L. 621-18-2 du Code monétaire et financier	n/a
4.6. Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	243 *bis* du Code général des impôts	6.5.1
5. État de durabilité		**Chapitre 3**
6. Autres informations		
6.1. Informations fiscales complémentaires	223 *quater* et 223 *quinquies* du Code général des impôts	n/a
6.2. Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	L. 464-2 du Code de commerce	n/a

8.4.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise

Le présent document d'enregistrement universel inclut tous les éléments du rapport du Conseil d'administration de la Société visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise du Conseil d'administration est constitué des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau, ci-dessous, et est inclus dans le rapport de gestion dans une section « Gouvernement d'entreprise » :

Gouvernement d'entreprise/mandataires sociaux Section intégrant les éléments du rapport sur le gouvernement d'entreprise	Texte de référence	Paragraphes de l'URD
Informations sur les rémunérations		4.5
Informations sur la gouvernance		
3.1. Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	L. 225-37-4, 1° du Code de commerce	4.2.1
3.2. Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	L. 225-37-4, 2° du Code de commerce	7.4.2 et 6.1 (notes 12 et 23)
3.3. Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée générale en matière d'augmentations de capital	L. 225-37-4, 3° du Code de commerce	7.3.3
3.4. Modalités d'exercice de la Direction Générale	L. 225-37-4, 4° du Code de commerce	4.3
3.5. Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	L. 22-10-10, 1° du Code de commerce	4.2
3.6. Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	L. 22-10-10, 2° du Code de commerce	4.2.1
3.7. Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	L. 22-10-10, 3° du Code de commerce	4.2.2
3.8. Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe *comply or explain*	L. 22-10-10, 4° du Code de commerce	4.1
3.9. Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée générale	L. 22-10-10, 5° du Code de commerce	7.2.8.2
3.10. Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	L. 22-10-10, 6° du Code de commerce	n/a
3.11. Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'Offre publique d'achat ou d'échange	L. 22-10-11 du Code de commerce	n/a

8.4.4 Table de concordance avec le rapport financier annuel

Le présent document d'enregistrement universel inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2024 établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du présent document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Paragraphes de l'URD
1. Comptes annuels d'EDF	6.3
2. Comptes consolidés du groupe EDF	6.1
3. Rapport de gestion (informations minimales au sens de l'article 222-3 du règlement général de l'AMF)	8.4.2
4. Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	8.1.2
5. Rapports des contrôleurs légaux des comptes sur les comptes sociaux et les comptes consolidés	6.2 et 6.4

8.5 Glossaire

AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique, basée à Vienne (Autriche).
ANDRA	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs. Établissement public à caractère industriel et commercial créé à la suite de la loi du 30 décembre 1991, chargé de la gestion à long terme des déchets radioactifs.
ASN/ASNR	Autorité de sûreté nucléaire/Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection. Depuis l'entrée en vigueur au 1er janvier 2025 du titre 1er de loi n° 2024-450 du 21 mai 2024 (art. 20), les activités de l'ASN et de l'IRSN ont été regroupées au sein d'une nouvelle autorité, l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR), autorité administrative indépendante. Pour un descriptif de ses missions, voir la section 1.4.1.1.2.1.
Assemblage combustible	Le combustible nucléaire utilisé pour le parc REP EDF se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur – il faut, par exemple, 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW –, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de becquerels).
Biogaz	Gaz produit par la fermentation de matières organiques animales ou végétales.
Biomasse	Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou de résidus de l'exploitation forestière.
Cogénération	Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que, dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.
Comptage	Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).
Congestion	Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion ou des réseaux nationaux de transport en cause.
CRE	Commission de régulation de l'énergie. Voir la section 1.4.2.1.1.
Cycle Combiné à Gaz	Technologie de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz naturel est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds. La chaleur de ces gaz d'échappement est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.
Cycle du combustible	Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Voir la section 1.4.1.1.2.3.
Déchets radioactifs	L'énergie nucléaire produit une électricité décarbonée mais elle génère des déchets radioactifs. Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % du volume total, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont séparés en deux sous-catégories : les déchets de Très Faible Activité (TFA) et les déchets de Faible Activité (FA). Les déchets de Moyenne et Haute Activité à Vie longue (MAVL et HA) sont produits en faible quantité, moins de 10 % du volume total, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).
Disponibilité d'une centrale	Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée × 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale.
Effacement	Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.
ELD	Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.
Énergies renouvelables	Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.
Enrichissement	Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235, dont la proportion est portée à environ 4 %.

Entreposage	L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue de leur stockage définitif (éventuellement après un complément de gestion). Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, ORANO, CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.
EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée (*European Pressurized water Reactor*) de la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.
Fluoration (conversion)	Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF_6) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.
Fourniture électrique	On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation : • la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; • la fourniture de « semi-base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; • la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ; • la fourniture « en dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto vise les sept principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6), ainsi que le trifluorure d'azote (NF_3) depuis 2013.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.
Homme-sievert	Unité exprimant la dose équivalente collective. Un homme-sievert est la dose collective résultant de l'exposition de 1 000 hommes à 1 mSv (millisievert).
Hydrogène	La conversion du gaz naturel en hydrogène génère du CO_2 d'où la qualification d'hydrogène « gris ». Cette forme d'hydrogène est utilisée à grande échelle, notamment dans l'industrie chimique pour produire de l'ammoniac et des engrais. L'hydrogène dit « bleu » est obtenu lorsque le CO_2 émis est capté puis réutilisé ou stocké. L'hydrogène dit « vert » est produit à partir d'énergies renouvelables. L'électricité produite par les éoliennes, panneaux solaires ou les centrales hydro-électrique est transformée avec de l'eau par un processus d'électrolyse. Aucun gaz à effet de serre n'est alors émis. L'hydrogène peut être stocké en grandes quantités puis reconverti en électricité.
INB	Installation Nucléaire de Base.
Interconnexion	Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.
IRSN	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. L'IRSN est l'expert public en matière de recherche et d'expertise sur les risques nucléaires et radiologiques.
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1er avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.
Microgrid	Les *micro-grids*, ou micro-réseaux, sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable à un petit nombre de consommateurs. Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses, des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement à un réseau de distribution ou fonctionner déconnectés du réseau (îlotage).
MW – MWh	Le mégawattheure (MWh) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie égale à la puissance de l'installation, exprimée en mégawatts (MW), multipliée par la durée de fonctionnement en heures. 1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts 1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure 1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts 1 TW = 1 000 GW
MWh cumac	Le « MWh cumac » est l'unité de compte des certificats, qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.
Palier	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (32 tranches actuellement en exploitation d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).
Plutonium (Pu)	Élément de numéro atomique 94 (nombre de protons), dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.
Productible hydraulique	Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire, à puissance maximale autorisée de l'installation à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.

Radioprotection	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée « dosimétrie collective » et exprimée en hommes-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.
Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à Haute et Très Haute Tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
Scopes 1, 2 et 3	EDF établit annuellement un Bilan GES (Scopes 1, 2 et 3) au périmètre du Groupe calculé suivant les principes du GHG Protocol Corporate Standard : • le Scope 1 couvre les émissions directes générées par ses actifs : émissions de CO_2, CH_4 et N_2O des centrales thermiques de production d'électricité et de chaleur, consommation de combustibles fossiles pour le chauffage des locaux occupés, consommation de carburant de la flotte de véhicules et engins, émissions fugitives des retenues d'eau des centrales hydrauliques, émissions fugitives de SF6 et de fluides frigorigènes ; • le Scope 2 couvre les émissions indirectes liées aux pertes dans les réseaux électriques de ses sociétés distributeurs d'électricité et celles liées aux achats d'énergie pour ses besoins propres : consommation d'électricité des bâtiments tertiaires et des data centers, consommation des réseaux de chaleur et d'eau glacée pour usage propre ; • le Scope 3, qui comporte 15 catégories (GHG Protocol), couvre les autres émissions indirectes générées chez ses fournisseurs (achats de biens et services, amont des combustibles dont nucléaire, actifs loués, fret aval de sous-produits), chez ses clients (amont et combustion du gaz acheté pour revente à des clients finals, production de l'électricité et de chaleur achetée pour revente à des clients finals) ou chez EDF (amortissement des émissions liées à la fabrication des biens immobilisés, émissions des investissements non consolidés, amont et pertes liées au transport et distribution de l'électricité, amont et pertes des consommations d'électricité, de chaleur et de froid pour usage propre, gestion des déchets, déplacements des collaborateurs…).
Services systèmes	Les services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services via le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*).
Smart city	La *smart city* ou ville intelligente est un nouveau concept de développement urbain. Il s'agit d'améliorer la qualité de vie des citadins en rendant la ville plus adaptative et efficace, à l'aide de nouvelles technologies qui s'appuient sur un écosystème d'objets et de services. Le périmètre couvrant ce nouveau mode de gestion des villes inclut notamment : infrastructures publiques (bâtiments, mobiliers urbains, domotique, etc.), réseaux (eau, électricité, gaz, télécoms) ; transports (transports publics, routes et voitures intelligentes, covoiturage, mobilités dites douces – à vélo, à pied, etc.) ; les e-services et e-administrations.
Smart charging	*Smart charging* (ou charge intelligente) est un terme générique qui désigne toutes les technologies visant à optimiser la charge voire la décharge d'un véhicule électrique, en gérant la puissance de recharge du véhicule de façon efficace, flexible et économique.
SMR	Les SMR (*Small Modular Reactors*), petits réacteurs modulables en français, sont des centrales de petit format, dotées d'un ou plusieurs réacteurs d'une puissance unitaire inférieure à 300 MWe. Cette petite puissance permet de réduire certains systèmes, de standardiser le design et de réduire ainsi la durée des chantiers afin d'améliorer leur compétitivité.
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage. Centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes qui permettent de remonter l'eau une fois turbinée et située dans le réservoir inférieur, vers le réservoir supérieur.
Stockage (à propos du combustible nucléaire)	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion définitive, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée (exemple : le CSA, centre de stockage de l'Aube de l'ANDRA).
Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
Taxonomie verte européenne	Règlement délégué (UE) 2021/2139 de la Commission du 4 juin 2021 complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du Conseil par les critères d'examen technique permettant de déterminer à quelles conditions une activité économique peut être considérée comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique ou à l'adaptation à celui-ci et si cette activité économique ne cause de préjudice important à aucun des autres objectifs environnementaux.
Thermie (th)	1 th équivaut à 1 163 kilowattheures ou 4,186 millions de joules.

Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Uranium	L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) : • uranium 238, fertile, dans la proportion de 99,3 % ; • uranium 235, fissile, dans la proportion de 0,7 %. L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
Uranium réenrichi	Pour être utilisé en réacteur, l'uranium issu du retraitement, même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.
Uranium de retraitement	L'Uranium de retraitement, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable, et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont utilisées en réacteurs.
Vitrification	Opération consistant à immobiliser dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de déchets radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).

Dans le présent document d'enregistrement universel (le « document d'enregistrement universel » ou « URD »), sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à la société Électricité de France SA et les termes « groupe EDF » et « Groupe » renvoient à EDF et ses filiales et participations. Outre les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ». Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation, les résultats financiers ou les perspectives du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir également un effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document d'enregistrement universel contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations se révèlent erronées ou ne soient plus à jour à la date de dépôt du présent document ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document pourraient se révéler erronées. Les déclarations prospectives contenues dans le présent document, notamment dans la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et la section 5.1.5 « Perspectives financières », sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ».

En application de la législation européenne et française, RTE et Enedis, qui sont des filiales régulées, gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion au sens des dispositions du Code de l'énergie, chargées respectivement du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF, ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent document d'enregistrement universel a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles. Dans un souci de lisibilité, il est fait mention dans le reste du document de RTE et Enedis, sans préciser systématiquement qu'il s'agit de filiales indépendantes au sens des dispositions du Code de l'énergie. Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent document d'enregistrement universel.

Crédits photos couverture :

©ABACA – Marie Hubert-Psaila

©CAPA PICTURES – Alexis Toureau

Ce document est imprimé en France par un imprimeur certifié Imprim'Vert sur un papier certifié PEFC issu de ressources contrôlées et gérées durablement.

PROSPECTUS BAC DE TRI

Conception & réalisation LABRADOR +33 (0)1 53 06 30 80

EDF
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
SA au capital de 2 084 365 041 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
www.edf.fr

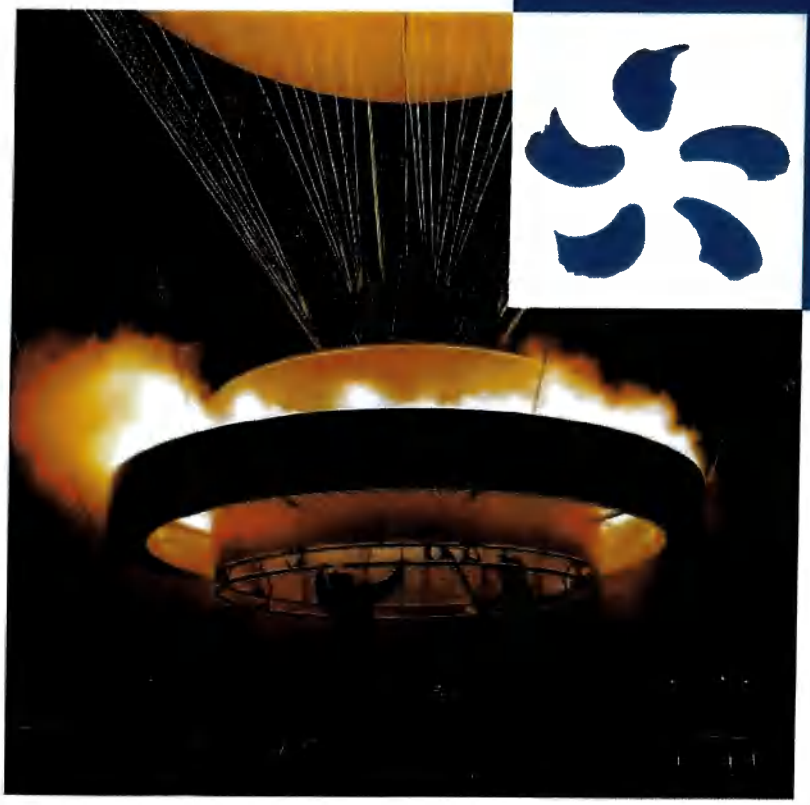
Le Groupe est certifié ISO 14001

Relations Investisseurs
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet
www.edf.fr
www.edf.fr/finance

Document d'enregistrement universel 2024

incluant le rapport financier annuel



Pour extrait certifié
Conforme à l'original
Le 16/05/2025

Notre raison d'être
Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

Sommaire

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités 5

1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires /RFA/ 6
1.2 Présentation du Groupe 10
1.3 Stratégie et objectifs du Groupe /RFA/ 16
1.4 Description des activités du Groupe 21
1.5 Recherche et développement (R&D), brevets et licences 102

2. Facteurs de risques et cadres de maîtrise /RFA/ 107

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités 108
2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé 116

3. État de durabilité et Plan de vigilance 151

3.1 Informations générales 152
3.2 Informations environnementales 196
3.3 Informations sociales 280
3.4 Informations sur la conduite des affaires 329
3.5 Rapport des Commissaires aux comptes en charge de la certification des informations en matière de durabilité 339
3.6 Plan de vigilance 343

4. Gouvernement d'entreprise /RFA/ 357

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 358
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 359
4.3 Direction Générale 394
4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 396
4.5 Rémunération et avantages des mandataires sociaux 397

5. Performance financière et perspectives /RFA/ 403

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2024 404
5.2 Événements postérieurs à la clôture 429
5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes 429
5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2025 429

6. États financiers /RFA/ 431

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2024 432
6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 559
6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024 563
6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 638
6.5 Politique de distribution de dividendes 642
6.6 Autres informations 643
6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF 645

7. Informations concernant la société et son capital 657

7.1 Informations générales concernant la Société 658
7.2 Actes constitutifs et statuts 661
7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat /RFA/ 663
7.4 Opérations avec des apparentés 668
7.5 Contrats importants /RFA/ 672

8. Informations complémentaires 673

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation /RFA/ 674
8.2 Responsables du contrôle des comptes – commissaires aux comptes 674
8.3 Documents accessibles au public – LEI 675
8.4 Tables de concordance 676
8.5 Glossaire 681

/RFA/ Ces informations font partie intégrante du Rapport financier annuel, tel que prévu par l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier.

Document d'enregistrement universel 2024

Incluant le rapport financier annuel

Devenons l'énergie qui change tout

Le document d'enregistrement universel a été déposé le 27 mars 2025 auprès de l'AMF, en sa qualité d'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement.

Le document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au document d'enregistrement universel. L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) 2017/1129.

Ce document d'enregistrement universel est une reproduction au format PDF de la version officielle du document d'enregistrement universel établi au forme ESEF (European Single Electronic Format) déposée auprès de l'AMF le 27 mars 2025 et disponible sur le site internet de l'AMF (https://www.amf-france.org). Cette reproduction est disponible sur notre site internet (https://www.edf.fr/investisseurs).

1.

Le Groupe, sa stratégie et ses activités

1.1	**Chiffres clés et modèle d'affaires**	**6**
1.2	**Présentation du Groupe**	**10**
1.2.1	Organisation du Groupe	10
1.2.2	Histoire du Groupe	12
1.2.3	Faits marquants	14
1.3	**Stratégie et objectifs du Groupe**	**16**
1.3.1	Environnement et enjeux stratégiques	16
1.3.2	Priorités de la stratégie	16
1.3.3	La transformation du Groupe	20
1.4	**Description des activités du Groupe**	**21**
1.4.1	Activités de production d'électricité	21
1.4.2	Activités de commercialisation en France	51
1.4.3	Activités d'optimisation en France	56
1.4.4	Activités régulées de transport et de distribution en France	57
1.4.5	Activités du Groupe à l'international	69
1.4.6	Services énergétiques et autres activités	96
1.5	**Recherche et développement (R&D), brevets et licences**	**102**
1.5.1	Programmes de la R&D	102
1.5.2	Politique de propriété intellectuelle	105

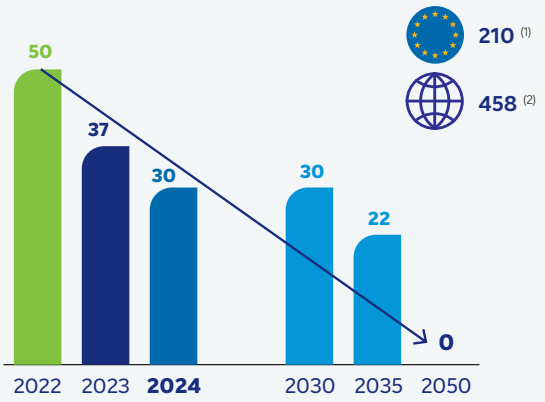
1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires

La trajectoire carbone d'EDF

Trajectoire d'intensité carbone

(En gCO_2/kWh)

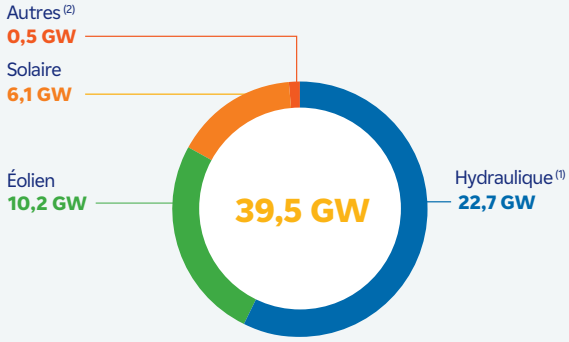
Environ 7 fois inférieure à la moyenne européenne et plus de 15 fois inférieure à la moyenne mondiale



(1) Valeur 2023, EU-27, Agence européenne de l'environnement.
(2) Valeur 2023, Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2024.

EDF, leader européen du renouvelable

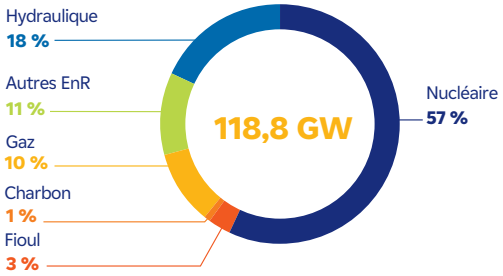
Capacités renouvelables nettes installées par filière à fin 2024



(1) Incluant l'énergie marine pour 0,24 GW.
(2) Biomasse, géothermie.

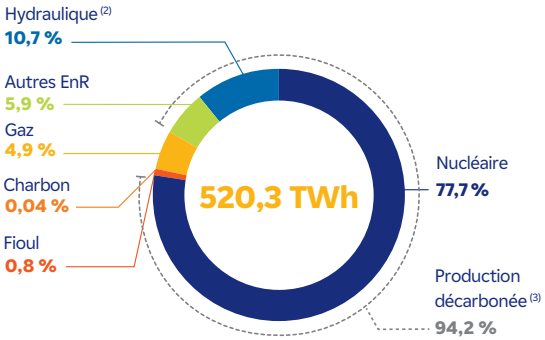
Chiffres clés 2024

Capacités installées (1)



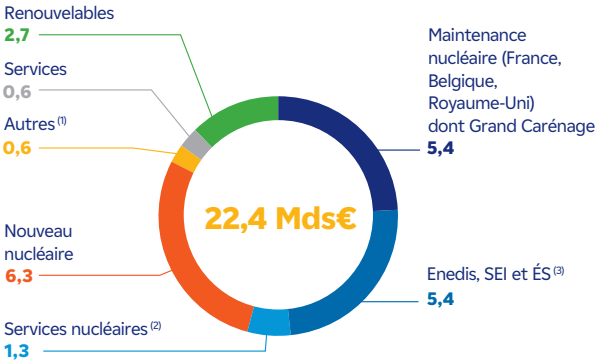
(1) Correspond aux données consolidées.

Production d'électricité (1)



(1) Production des entités consolidées par intégration globale.
(2) Production hydraulique pompage et énergie marine compris.
(3) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

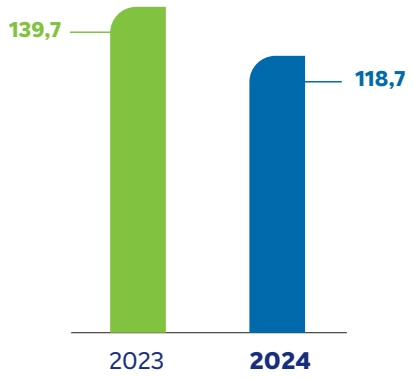
Investissements nets hors plan de cessions



(1) Dont fonctions centrales, immobilier, gaz et fioul.
(2) Framatome et, depuis juin 2024, Arabelle Solutions.
(3) SEI : Systèmes énergétiques insulaires. ÉS : Électricité de Strasbourg.

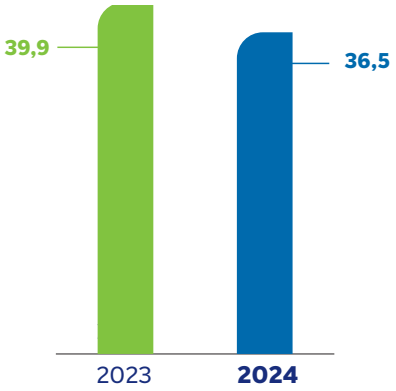
Chiffre d'affaires

En Mds€



EBITDA

En Mds€



- France - Activités de production et commercialisation : **21,0**
- France - Activités régulées [1] : **5,6**
- EDF Renouvelables : **1,4**
- Dalkia : **0,4**
- Industrie et Services [2] : **0,1**
- Royaume-Uni : **3,5**
- Italie : **1,8**
- Autre international : **0,8**
- Autres métiers : **2,0**

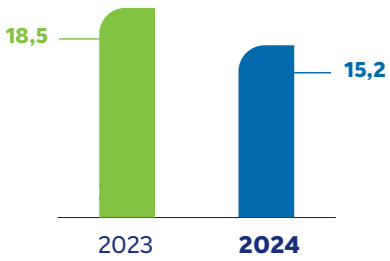
(1) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(2) Industrie et Services : Framatome et Arabelle Solutions (le compte de résultat d'Arabelle Solutions n'est intégré qu'à partir du 1er juin 2024).

NB : chiffres estimés pour les variations d'EBITDA.

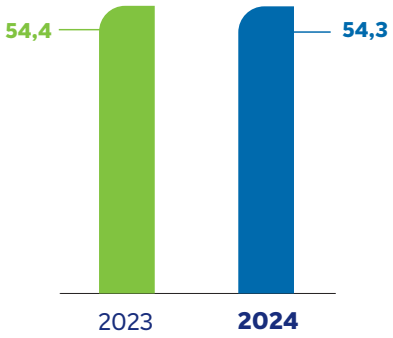
Résultat net courant

En Mds€



Endettement financier net

En Mds€



Atouts et ressources

Une proximité Clients

- **34,9** millions de clients électricité
- **6,6** millions de clients gaz (1)
- Des marques de **1er** plan : EDF, Edison, Luminus, Dalkia
- **210,3** millions de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation (2)

Une ambition humaine

- **191 444** collaborateurs (3)
- Près de **7,9** millions d'heures de formation dispensées, soit **51,5** h en moyenne par salarié (3)

Un écosystème d'innovation ambitieux

- **2 124** collaborateurs R&D au sein d'EDF SA
- Budget R&D de **752 M€** (3) en 2024
- **783** innovations brevetées dans le portefeuille d'EDF SA et Enedis en 2024

Des actifs industriels majeurs

- **118,8 GW** de capacités de production d'électricité (4)
- Une filière nucléaire intégrée
- La technologie EPR
- Un portefeuille d'environ **98 GW** bruts de projets éoliens et solaires (5)
- **1,4** million de km de réseau de distribution (6)
- **44,2** millions de compteurs intelligents installés (3)
- **330** réseaux urbains de chaleur et de froid gérés par Dalkia

Un engagement RSE fort

- Leadership CDP Climate Change : score A
- Impact score : **73/100**
- EDF parmi les **41** leaders de l'engagement des entreprises en matière de politique climatique pour 2024 selon InfluenceMap
- **32,7 Mds€** de financements *Green & sustainable*

(1) Périmètre consolidé. Décompte en points de livraison.
(2) Périmètre EDF SA hors DOM et Corse.
(3) Périmètre Groupe.
(4) Données consolidées au périmètre Groupe.
(5) Périmètre Groupe. *Pipeline* hors capacités en construction. À compter de 2020, l'intégralité des projets en prospection est intégrée dans le portefeuille.
(6) Réseau de distribution en concession d'Enedis.

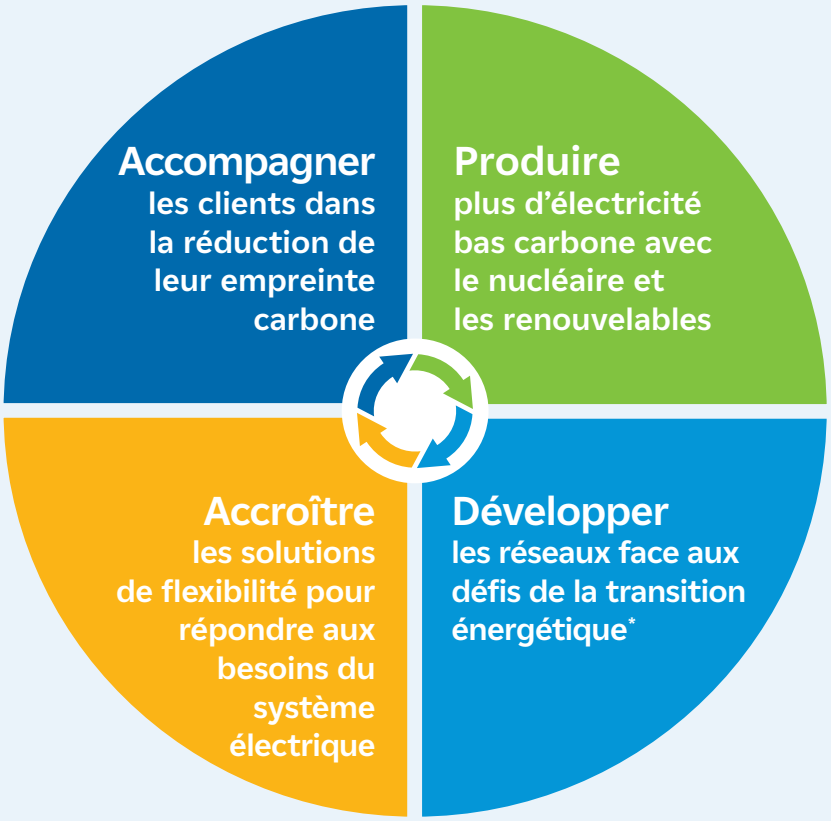
Modèle d'activité

La raison d'être d'EDF

Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

Ambitions 2035

EDF bâtit le système électrique de demain avec Ambitions 2035.



** En France, le réseau public de distribution est géré en toute indépendance par Enedis.*

La déclinaison des enjeux RSE en 12 engagements

- Une ambition « Zéro émission nette »
- Électrification des usages
- Décarbonation du mix énergétique
- Développement des réseaux et des solutions de flexibilité

- Adaptation
- Nature
- Eau
- Ressources

- Vigilance partagée
- Lutter contre la précarité énergétique
- Promouvoir les droits humains
- Vitalité des territoires

Création de valeur 2024

Pour le climat et l'environnement

- Une ambition **« Zéro émission nette »** à l'horizon 2050
- Une production d'électricité de **520 TWh** à **94 %** bas carbone avec émissions de **30 gCO_2/kWh** (1)
- Restauration des écosystèmes : **6 sites** renaturés en 2024
- **90 %** des déchets conventionnels du Groupe dirigés vers des filières de valorisation

Pour les clients

- N° 1 de la relation client dans le secteur « Entreprises de Service » (2)
- **13,4 Mt** d'émissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants

Pour les partenaires et territoires

- **95,4 %** des achats d'EDF SA sont commandés sur le territoire national
- **1** emploi direct d'EDF SA génère environ **4,8** emplois en France
- **100 %** des projets font l'objet d'une concertation (3)

Pour les salariés

- Un indice d'engagement salariés de **75 %** (4)
- **26,7 %** de femmes parmi les dirigeants du Groupe (5)
- Santé sécurité : LTIR de **1,6** (6)

Chiffre d'affaires
118,7 Mds€

EBITDA
36,5 Mds€

Résultat net courant
15,2 Mds€

Un partage de la valeur ajoutée avec nos parties prenantes

Fournisseurs
Achats (7)
10,8 Mds€
Accord mondial RSE groupe EDF

État et territoires
Impôts et taxes (8)
4,1 Mds€

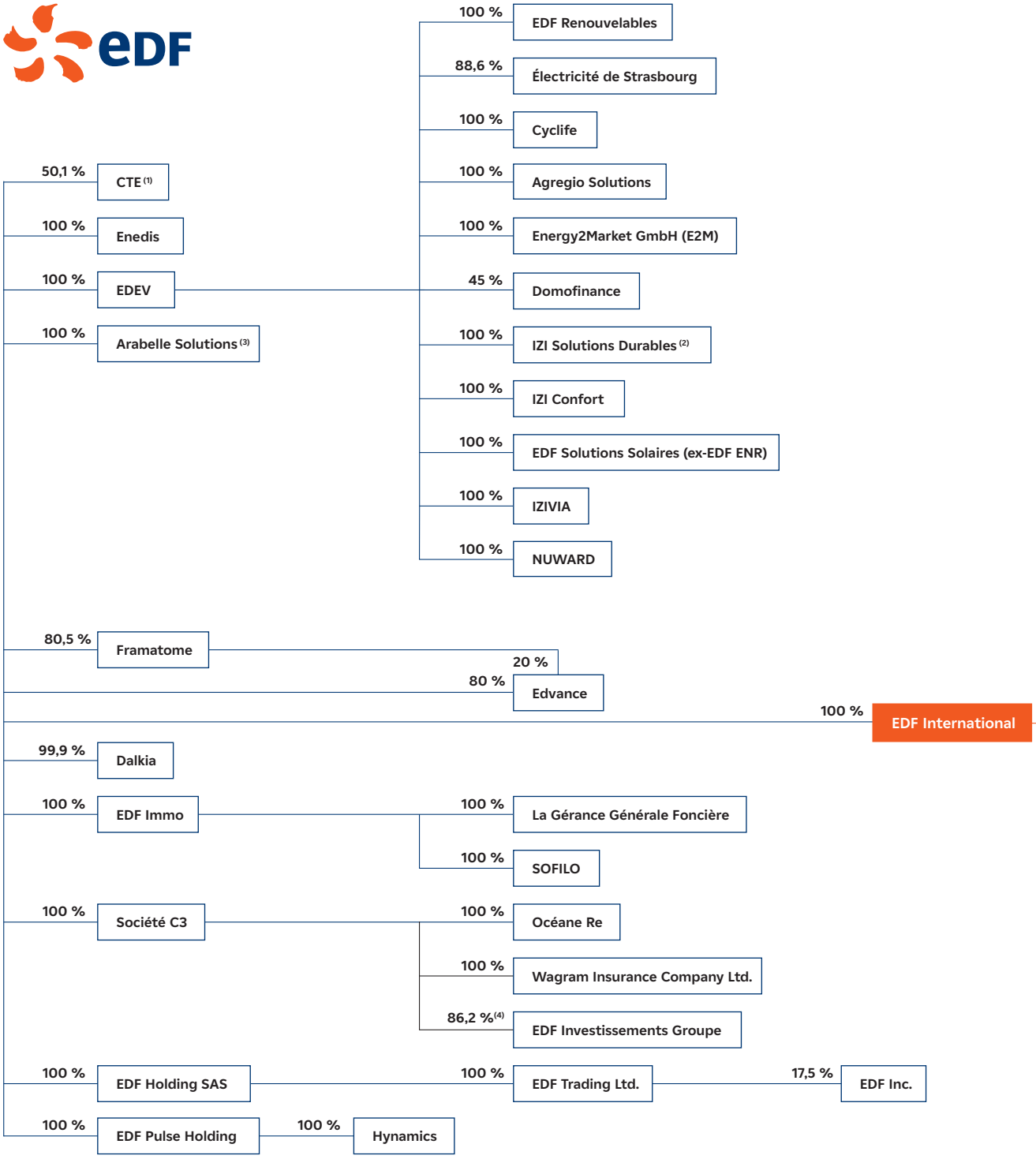
Collaborateurs
Rémunération (9)
16,9 Mds€

(1) Émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur. Périmètre Groupe.
(2) Prix du Podium de la Relation Client BearingPoint – Kantar TNS
(3) Projets de plus de 60 M€ conformes aux principes de l'Équateur - Périmètre Groupe.
(4) Enquête interne MyEDF Group.
(5) Périmètre Groupe.
(6) *Lost Time Incident Rate* salariés Groupe et prestataires.
(7) Autres consommations externes consolidées.
(8) Impôts et taxes consolidés, hors impôts sur les résultats.
(9) Charges de personnel consolidées.

1.2 Présentation du Groupe

1.2.1 Organisation du Groupe

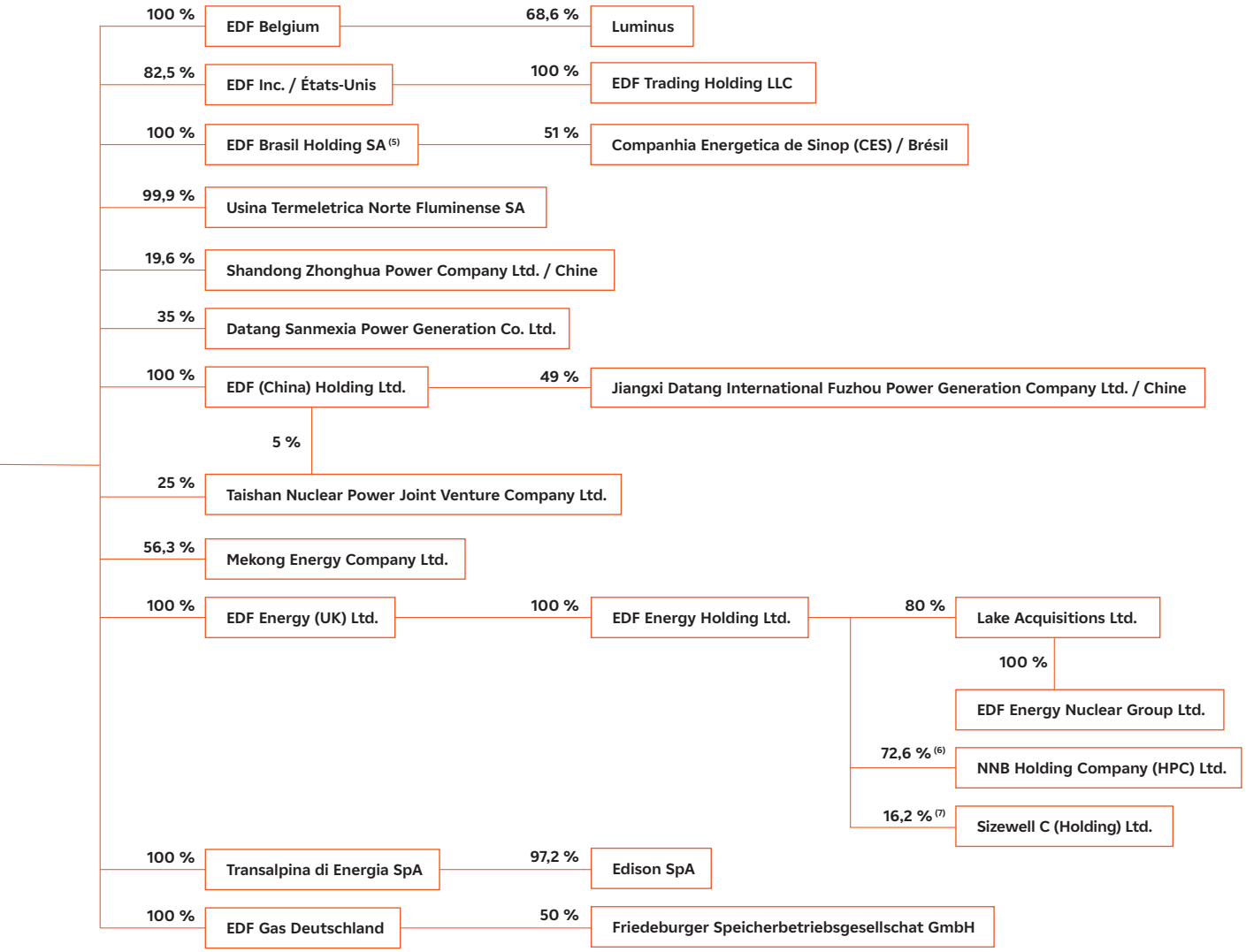
Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2024 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité (filiale ou sous-groupe de filiales) correspondent à la quote-part d'intérêt détenue dans le capital de manière directe ou indirecte. Les valeurs exprimées sont arrondies. Les sociétés ou groupes de sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés à la note 3.3 « Périmètre de consolidation au 31 décembre 2024 » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024. Les évolutions du périmètre 2024 sont commentées en note 3.1.1 « Évolutions du périmètre » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.



(1) Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.
(2) La société IZI Solutions Rénov a été fusionnée dans la société IZI Solutions Durables le 31 mai 2024.
(3) Arabelle Solutions correspond à l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024.
(4) Le 6 novembre 2024, une augmentation de capital de 500 millions d'euros a été souscrite par Natixis Belgique Investissements, qui détient désormais 13,78 % du capital d'EDF IG au 31 décembre 2024 (7,54 % au 31 décembre 2023) et EDF, via la société C3, détient les 86,22 % restants (92,46 % au 31 décembre 2023).

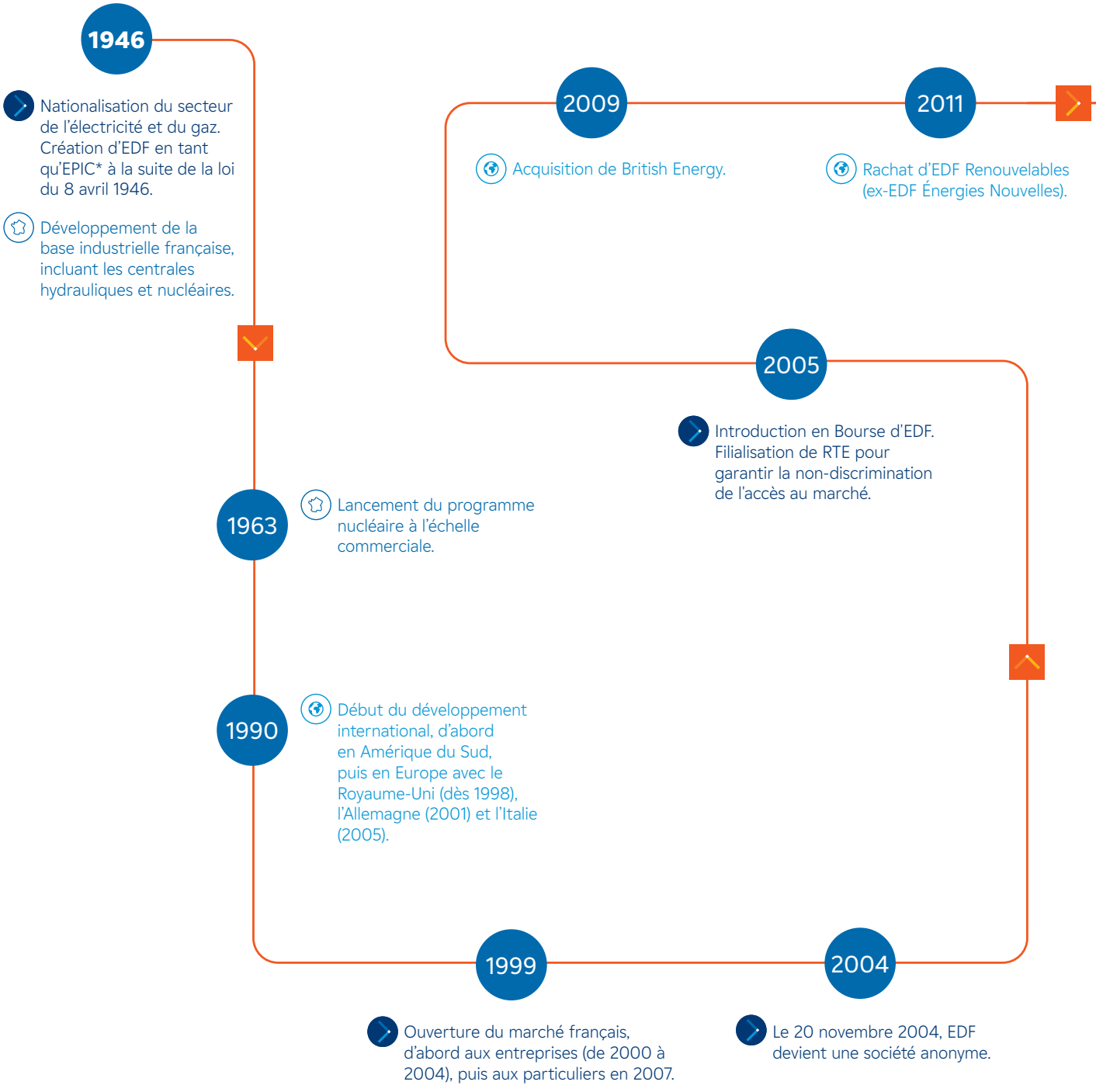
1.

EDF International



(5) Certaines filiales auparavant détenues par EDF Norte Fluminense (dont la Compagnie Énergétique de Sinop, société détenue à 51 % et mise en équivalence) sont désormais détenues par EDF Brasil Holding.
(6) Voir note 14.4 « Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(7) Voir note 12.3 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

1.2.2 Histoire du Groupe



Changements structurels dans le groupe EDF

Développement en France

Développement international

** EPIC : Établissement public industriel et commercial.*

2012

- Prise de contrôle d'Edison.

2014

- Reprise par EDF des activités de Dalkia en France.

2016

- Signature des contrats du projet de construction EPR Hinkley Point C au Royaume-Uni.

2017

- Cession de 49,9 % de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances et augmentation du capital d'environ 4 Mds€.
- Acquisition d'une participation de 75,5 % du capital de Framatome.
- Lancement du plan solaire.

2018

- Mise en service du 1er EPR de Taishan en Chine.
- Montée en puissance dans l'éolien *offshore*.
- Lancement du plan stockage et du plan mobilité électrique.

2019

- Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : publication du projet le 25 janvier 2019.
- Succès de la 1ere quatrième visite décennale du parc 900 MW (Tricastin 1).
- Mise en service de la tranche 2 de Taishan en Chine.
- Mise en service de la centrale hydroélectrique de Sinop au Brésil.

2020

- Adoption d'une raison d'être inscrite dans les statuts.
- Mise en service de la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet.
- Lancement d'« excell », le plan d'excellence de la filière nucléaire.

2022

- Mise en service du premier parc éolien en mer de France de Saint-Nazaire.
- Lancement du plan hydrogène.

2023

- Acquisition de l'intégralité du capital d'EDF par l'État à la suite du retrait obligatoire des actions et OCEANE.

2024

- Première connexion au réseau de Flamanville 3.

1.2.3 Faits marquants

Réacteur EPR de Flamanville 3 connecté au réseau le 21 décembre 2024.

NUCLÉAIRE

- La production nucléaire en France en forte hausse de 41,3 TWh à 361,7 TWh. Elle reflète l'optimisation des arrêts de tranche dans le cadre du programme START 2025 et la maîtrise industrielle des contrôles et des chantiers de réparations liés à la corrosion sous contrainte.
- Flamanville 3 : le réacteur a été connecté au réseau le 21 décembre [1]. Depuis la première réaction nucléaire le 3 septembre 2024, les équipes ont mené un programme d'essais et de contrôles pour monter progressivement le réacteur en puissance. Les phases d'essais et de connexion et déconnexion au réseau électrique vont se poursuivre jusqu'à ce que le réacteur atteigne 100 % de puissance. Le 31 janvier 2025, l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) a donné son accord pour le passage à un niveau de puissance supérieur à 25 %.
- Arabelle Solutions : acquisition des activités nucléaires de l'îlot conventionnel des centrales nucléaires comprenant les groupes turbo-alternateurs auprès de GE Steam Power [2].

NOUVEAU NUCLÉAIRE

- Hinkley Point C : la cuve du réacteur 1 fournie par Framatome a été installée.
- EPR2 : la revue de maturité a validé le passage en *detailed design* des principaux bâtiments de l'îlot nucléaire.
- *Small Modular Reactor* : poursuite du développement d'un SMR à eau pressurisée par NUWARD, avec une nouvelle approche basée sur des technologies éprouvées.

RENOUVELABLES

- La hausse de 6,7 % de la production éolienne et solaire à 28,5 TWh est due notamment aux nouvelles capacités installées (dont le parc éolien *offshore* de Fécamp en France d'environ 500 MW [3] et le parc éolien Serra do Seridó au Brésil de 480 MWc [4] et la centrale solaire CEME 1 au Chili de 490 MW [5]).
- Le portefeuille de projets éoliens et solaires atteint 114 GW bruts (avec notamment le gain en décembre d'un projet éolien en mer flottant de 250 MW en Méditerranée).

HYDRAULIQUE

- La production hydraulique en hausse de 12,7 TWh à 55,5 TWh [6] s'explique par une disponibilité élevée et des conditions hydrauliques exceptionnelles.

THERMIQUE

- La décarbonation des moyens thermiques flexibles :
  - Lancement des travaux de la centrale à biomasse liquide du Ricanto (130 MW - France), en remplacement de la centrale thermique du Vazzio [7].
  - Inauguration du cycle combiné gaz (CCG) de Presenzano (800 MW - Italie), réduisant de 30 % les émissions de CO_2 et dont la turbine est prête à utiliser l'hydrogène comme combustible.
  - Essais de fonctionnement avec un bioliquide (*Hydrotreated Vegetable Oils* [8], conforme à la directive RED II) conduits sur la turbine à combustion (TAC) de Vaires-sur-Marne en juin 2024 (après Brennilis en juillet 2023).

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 21 décembre 2024 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville : le réacteur produit ses premiers électrons sur le réseau électrique national ».
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 31 mai 2024 « EDF acquiert les activités nucléaires de GE Steam Power auprès de GE Vernova ».
(3) Voir le communiqué de presse du 15 mai 2024 « Parc éolien en mer de Fécamp : mise en service du premier parc éolien en mer de Normandie ».
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 18 juillet 2024 « Le groupe EDF met en service son plus grand parc éolien d'Amérique du Sud ».
(5) Voir le communiqué de presse d'EDF du 9 juillet 2024 « EDF inaugure la plus grande centrale solaire du Chili ».
(6) Après déduction de la consommation du pompage, cette production est de 47,8 TWh en 2024 *vs* 37,0 TWh en 2023.
(7) Voir le communiqué de presse d'EDF du 22 novembre 2024 « Le groupe EDF lance le chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto en Corse ».
(8) Huile végétale hydrotraitée recyclée.

CLIENTS ET SERVICES

- Succès du déploiement de la politique commerciale : signature de 8 lettres d'intention et de 2 contrats fermes représentant plus de 12 TWh annuels pour des partenariats industriels de long terme [1] et signature d'environ 6 000 contrats de fourniture d'électricité de moyen terme (environ 22 TWh pour 2028 et 12 TWh pour 2029) [2].
- Hausse du portefeuille de clients dans les pays du G4 à 41,5 millions à fin 2024 [3].
- En 2024, les émissions de CO_2 évitées atteignent 13,4 Mt.
- Décarbonation des usages : hausse de 18 % des points de charge de véhicules électriques déployés ou gérés dans les pays du G4. La chaudière biomasse installée par Dalkia dans l'usine de Swiss Krono va permettre d'éviter 35 000 tCO_2 fossile par an.

RÉSEAUX

- Hausse des raccordements par Enedis [4] de 21 % pour la puissance installée de recharges de véhicules électriques à 5,1 GW et de 19 % pour les installations d'énergies renouvelables à 5,5 GW en 2024.
- Enedis classée « réseau le plus intelligent au monde » pour la 3e fois consécutive dans le Smart Grid Index.
- Le réseau a été totalement disponible auprès de tous les sites pendant les épreuves des Jeux olympiques et paralympiques, permettant de réduire de 80 % les émissions de CO_2 en matière d'énergie de Paris 2024.
- Électricité rétablie pour 90 % des clients en moins de 48 heures lors des évènements climatiques en France.
- Afin d'augmenter et de sécuriser l'alimentation électrique entre la Sardaigne, la Corse et la Toscane, le projet SACOI3 de remplacement de la liaison électrique a été lancé [5].

FLEXIBILITÉ

- Le développement de la flexibilité est rendu nécessaire face à l'instabilité du système, due à l'intermittence des renouvelables. Elle entraine une forte volatilité des prix (1 366 heures, soit plus de 15 % du temps avec des prix horaires observés < 10 €/MWh en 2024 vs plus de 5 % en 2023) et une modulation plus importante du nucléaire.
- Hausse de 18 % des capacités des offres de flexibilité aux clients des pays du G4 avec 2,1 GW fin 2024 [6].
- Clôture financière aboutie pour les trois projets de stockage d'énergie par batterie d'OASIS 1 en Afrique du Sud, un portefeuille d'une capacité combinée de 257 MW avec 1 028 MWh de stockage.

ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX, SOCIÉTAUX ET DE GOUVERNANCE

- Avec plus de 94 % de production décarbonée, EDF a une intensité carbone parmi les plus faibles au monde de 30 gCO_2/kWh, en baisse de 19 % par rapport à 2023.
- La nouvelle architecture RSE a pour l'objectif de « Bâtir le système électrique de demain » sur deux piliers fondamentaux, « S'inscrire dans les limites planétaires » et « Agir pour une transition juste ».
- Rehaussement des ambitions de réduction d'émissions de CO_2 :
  - pour le Scope 1, un nouvel objectif de 65 % de réduction en 2027 s'ajoute à ceux de 70 % en 2030 et 80 % en 2035 *vs* 2017,
  - pour le Scope 3, 3 nouveaux objectifs sont définis : une baisse de 30 % en 2027, 35 % en 2030 et 45 % en 2035 *vs* 2019.
- Pour répondre à ses besoins de compétences, le Groupe a accueilli près de 20 000 collaborateurs en France dont environ : 10 000 recrutements en CDI, 4 500 alternants, 5 000 stagiaires en favorisant la mixité, la diversité et l'insertion des jeunes.

FINANCEMENT

- EDF a émis 5 milliards d'euros d'obligations vertes pour financer le développement de ses activités en 2024 (nucléaire, renouvelables, réseaux) et 500 millions de livres sterling d'obligations dédiées au projet Hinkley Point C [7].

(1) Contrats d'allocation de production nucléaire.
(2) Données à la date de la communication sur les Résultats 2024.
(3) Le portefeuille de clients est constitué de contrats électricité, gaz et services récurrents.
(4) Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(5) Voir le communiqué de presse d'EDF du 28 mai 2024 « EDF et le gestionnaire du réseau de transport d'électricité italien Terna lancent SACOI3, le projet de rénovation de la liaison électrique entre la Sardaigne, la Corse et la Toscane ».
(6) Hors puissance décalée en France du fait des signaux heures pleines/heures creuses.
(7) Voir le communiqué de presse d'EDF du 31 octobre 2024 « EDF annonce le succès de son émission d'obligations senior pour un montant nominal de 500 millions de livres sterling ».

1.3 Stratégie et objectifs du Groupe

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques

L'efficacité énergétique et l'électricité bas carbone sont au cœur de la transition énergétique

La lutte contre le changement climatique est le défi de notre génération. Alors que la projection des politiques actuelles conduirait à un réchauffement de +2,4 °C en 2100 (1), il est aujourd'hui reconnu que pour limiter ce réchauffement à 1,5 °C et respecter les accords de Paris, il est indispensable d'atteindre la neutralité carbone dans le monde à l'horizon 2050.

En Europe, le *Green Deal* élaboré en 2020 et le paquet Climat « Fit for 55 » proposé par la Commission européenne donnent le cadre des mesures permettant à l'Union européenne d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Les programmes de relance qui ont fait suite à la crise sanitaire Covid ont renforcé encore la priorité donnée au climat. Par ailleurs, et dans un contexte de perturbations du marché mondial de l'énergie provoquées par la guerre en Ukraine, le programme « REPowerEU » annoncé en 2022 par la Commission européenne entend répondre aux enjeux complémentaires de résilience, souveraineté et compétitivité de cette transition énergétique.

Parmi les enjeux prioritaires de la nouvelle Commission européenne nommée en 2024, la décarbonation et la compétitivité de l'Union européenne sont réaffirmées avec force. L'électrification des usages énergétiques dans tous les pays figure parmi les leviers principaux pour atteindre les engagements européens de décarbonation, en complément des axes prioritaires de développement des renouvelables et de l'efficacité énergétique. En complément de la cible de -55 % d'émissions de CO_2 établie pour l'horizon 2030, une cible européenne de décarbonation sera proposée par la Commission pour l'échéance de 2040.

En France, l'électricité représente un peu plus de 12 % des émissions de CO_2 (39 % (2) pour le monde). La loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 met la réduction des émissions de gaz à effet de serre au centre de la politique énergétique française. L'objectif est « d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six ».

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui décline les orientations de la politique énergétique française, offre une visibilité à dix ans, indispensable pour les grands acteurs industriels. Une nouvelle PPE a été soumise à la consultation des parties prenantes en novembre 2024, pour fixer les objectifs de 2030 et 2035.

Pour atteindre les objectifs de la PPE, les leviers majeurs à activer sont :

- décarboner conjointement la demande et l'offre en énergie ;
- donner la priorité à la décarbonation de la demande énergétique en électrifiant les usages, solution la plus pertinente en termes de performance climatique, d'efficacité énergétique, de compétitivité et de souveraineté ;
- accroître l'offre d'électricité bas carbone en minimisant son coût et en renforçant la souveraineté énergétique, grâce à un mix électrique diversifié, équilibré et piloté selon l'évolution effective de la demande ;
- développer les capacités électriques pour la sécurité d'approvisionnement des consommateurs, l'adaptation des réseaux et les flexibilités nécessaires à l'équilibre dynamique du système.

Tant en aval qu'en amont, l'innovation sera une composante essentielle de la réussite de ces objectifs.

1.3.2 Priorités de la stratégie

La raison d'être d'EDF est de « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Elle a été inscrite dans les statuts de l'entreprise à l'issue de l'Assemblée générale des actionnaires du 7 mai 2020 et se déploie dans la stratégie du Groupe.

EDF est aujourd'hui le premier producteur mondial d'électricité bas carbone (3). Pour chaque kWh produit, EDF émet environ 7 fois moins de CO_2 que la moyenne des *utilities* européennes (210 g (4) CO_2/kWh) et quinze fois moins que la moyenne mondiale (458(5) gCO_2/kWh) et se fixe des objectifs de réduction d'émissions encore plus ambitieux : ainsi en 2030, EDF aura réduit de 70 % ses émissions directes par rapport à 2017 ; en 2035, la baisse de ses émissions directes sera portée à 80 %. L'intensité carbone de l'électricité produite par le Groupe sera de 30 gCO_2/kWh en 2030 et baissera à 22 gCO_2/kWh en 2035. Et EDF s'engage à réduire ses émissions indirectes de 35 % en 2030 par rapport à 2019 et 45 % sur l'horizon 2035.

Le contexte mondial consacre le rôle de l'électricité bas carbone et conforte la stratégie d'EDF

Le groupe EDF, en tant qu'opérateur et fournisseur responsable, assume sa place d'acteur majeur de la transition écologique et de la souveraineté énergétique. De la construction et l'exploitation de centrales nucléaires, hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes ou thermiques, au développement et l'exploitation de réseaux électriques, à la commercialisation d'énergie et des services associés, le Groupe est présent sur tous les maillons de la chaîne de valeur en France et se développe à l'international.

EDF accompagne ses clients dans la réduction de leur empreinte carbone en leur fournissant des conseils en efficacité et en sobriété énergétique et en leur proposant des solutions de décarbonation. Parmi ces solutions figure l'électrification de leurs usages (véhicules électriques, process industriels électrifiés, chaleur décarbonée, hydrogène bas carbone...) grâce à une électricité bas carbone, compétitive et disponible qui prend progressivement le relais des énergies fossiles. En France, cela se traduit par exemple par l'ambition ***de faire émerger, en substitution des énergies carbonnées, 150 TWh de demande d'électricité supplémentaire en 2035 par rapport à 2023***.

Pour fournir ses clients, EDF répond à la demande croissante en électricité bas carbone en accélérant le développement de ses moyens de production décarbonés. En France, EDF poursuit l'exploitation du parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance et travaille aux conditions permettant le lancement du programme de construction de 6 EPR2 et de 8 réacteurs additionnels. Reconnu pour son savoir-faire, EDF s'engage dans le développement de projets nucléaires au-delà de la France (chantier Hinkley Point C et projet Sizewell C au Royaume-Uni, dialogue stratégique avec l'Inde sur le projet de Jaitapur...). EDF poursuit les développements dans l'hydroélectricité et accélère dans le développement des énergies renouvelables.

(1) Source : Agence internationale de l'énergie - *World Energy Outlook* (Perspectives énergétiques mondiales) 2024.
(2) Source : ministère de la Transition énergétique, Chiffres clés du climat, édition 2023, page 35.
(3) Source : Enerdata, *World ranking of zero direct CO_2 emissions power producers* (2023, TWh), power-producers-ranking.enerdata.net/
(4) www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1/greenhouse-gas-emission-intensity-of-electricity-generation-eu-level
(5) Valeur 2023, Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook* 2024.

Combiné à la hausse des volumes d'électricité injectés et des nouveaux usages, le développement des énergies renouvelables électrogènes constitue un défi d'ampleur pour le système électrique : en tant qu'opérateur responsable, le groupe EDF développe et renforce les solutions de flexibilité contribuant à l'équilibre offre-demande du système sur tous les horizons de temps. EDF s'attache à mobiliser un bouquet de solutions pour répondre à ces besoins, afin d'adapter la consommation et la production de manière plus dynamique et réactive

Les réseaux électriques jouent un rôle majeur dans la réussite de la transition énergétique. Dans le système électrique, ils permettent de transporter et de distribuer l'électricité produite jusqu'aux consommateurs finaux. Pour répondre à la demande électrique croissante, les gestionnaires de réseau rythment la mise en œuvre de la transition énergétique en raccordant chaque jour davantage de nouveaux producteurs d'ENR ou de nouveaux utilisateurs de solutions électriques. En complément, ces opérateurs de distribution modernisent les réseaux en les rendant plus agiles et plus résilients et en digitalisant le pilotage de ces infrastructures clés pour le quotidien des citoyens.

L'empreinte internationale du Groupe est créatrice de valeur et contribue à la réussite de la France

Le périmètre cœur de développement du Groupe en Europe est le « G4 » qui regroupe la France, la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni. Dans ces pays, EDF est présente en tant qu'acteur de référence dans les moyens de production d'électricité mais aussi avec un portefeuille de clients significatif dans chaque géographie. Forte de son ancrage dans les territoires, EDF y développe une gamme d'offres de fourniture et de solutions et services destinés à la décarbonation de ses clients, adaptés aux choix locaux de politique énergétique.

Dans le reste du monde, hors « G4 », le Groupe se développe principalement via des modèles d'affaires sans contrôle exclusif de l'actif avec un rôle industriel permettant de capitaliser sur l'expérience pour le Groupe. EDF va chercher des relais de croissance, en s'engageant dans des projets créateurs de valeur sur des marchés en croissance, en exportant ses savoir-faire reconnus dans des pays en quête de solutions concrètes pour réussir la transition énergétique. EDF peut ainsi se confronter aux meilleures pratiques avec des partenaires de premier plan dans des marchés compétitifs mais également développer de nouvelles compétences industrielles et accélérer sa capacité à innover, tant du point de vue technologique que contractuel.

Un nouveau modèle de marché (post-ARENH)

Lors d'une conférence de presse en date du 14 novembre 2023, les ministres Bruno Le Maire, Agnès Pannier-Runacher et le PDG d'EDF Luc Rémont ont indiqué être parvenus à un accord entre l'État et EDF, posant les bases de la nouvelle organisation du marché français destinée à succéder à l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) à compter du 1er janvier 2026.

Cette nouvelle organisation de marché vise à développer les produits de moyen et long terme afin d'offrir aux consommateurs un plus grand choix de contrats leur permettant de se protéger de la volatilité des prix de court terme et d'encourager les investissements dans la production bas carbone.

Dans le cadre de sa nouvelle politique commerciale, EDF vend aux enchères des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans, permettant à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats apportant visibilité et stabilité aux clients à ces horizons de temps. Dans ce cadre, EDF propose désormais à ses clients des offres de fourniture de détail de moyen terme, jusqu'à 5 ans.

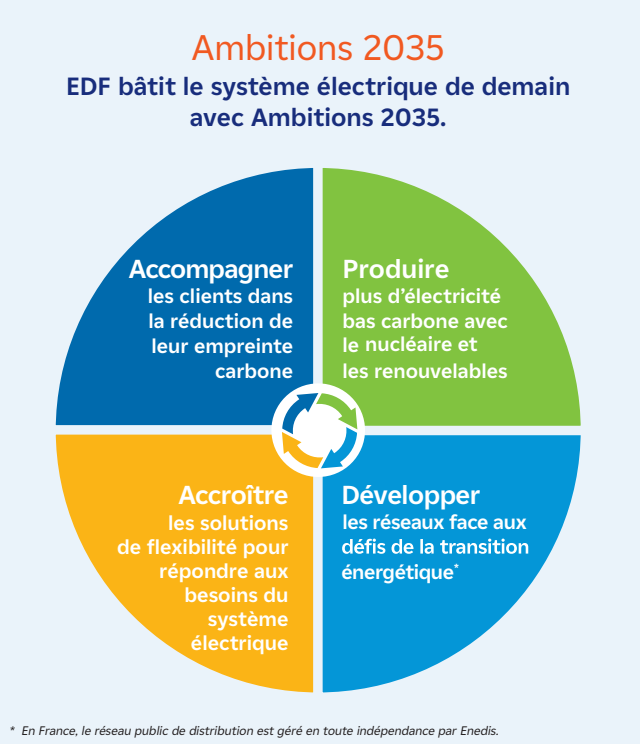
Par ailleurs, EDF propose aux grands clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme, d'une durée minimale de 10 ans, adossés aux actifs du parc nucléaire historique (contrats d'allocation de production nucléaire).

Afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit également le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5€/MWh et 25€/MWh pour le seuil de taxation, et entre 35€/MWh et 55€/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78€$_{2022}$/MWh et de 110€$_{2022}$/MWh.

Un an après l'accord, la mise en œuvre de la politique commerciale a déjà des répercussions positives perceptibles sur le marché ainsi que sur la politique d'offre des fournisseurs alternatifs. Le 6 mars 2025, le groupe EDF a annoncé faire évoluer les modalités de contractualisation de ses contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) (1). L'entreprise proposera à partir du premier semestre 2025 des contrats d'allocation de production nucléaire, pour livraison en France, à travers un mécanisme d'enchère à l'échelle européenne à destination de consommateurs qui ont des besoins supérieurs à 7 GWh/an, fournisseurs ou producteurs disposant d'une capacité d'enlèvement physique de l'électricité en France. Dans le cadre de ce mécanisme d'allocation, EDF proposera un volume total de 1 800 MW d'électricité par an (environ 10 TWh) pour une livraison d'énergie qui commencera au 1er janvier 2026. Les acteurs intéressés peuvent se manifester auprès d'EDF qui procèdera à une évaluation de leur éligibilité au dispositif. EDF entend ainsi contribuer à l'électrification et à la compétitivité de l'économie en diversifiant et adaptant son offre aux besoins de ses partenaires et en leur donnant une visibilité à long terme.

C'est dans ce contexte que le Projet d'entreprise « Ambitions 2035 », décliné en quatre axes stratégiques, a été présenté lors du 3e trimestre 2024.

EDF bâtit le système électrique de demain avec Ambitions 2035



(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 6 mars 2025 « EDF lance un appel à manifestation d'intérêt pour des contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) ».

Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone

Les particuliers, les entreprises, les collectivités locales souhaitent de plus en plus changer leur façon de s'éclairer, de se chauffer, de produire, de consommer, de se déplacer. Chacun veut devenir acteur de sa transition énergétique tout en maîtrisant son pouvoir d'achat et sa compétitivité.

En France et en Europe, l'électricité est le premier levier de la décarbonation de l'économie. L'électrification est un vecteur d'efficacité énergétique (pour un usage donné, l'électricité rend le même service en consommant moins d'énergie) et de décarbonation (on sait la produire sans émettre de CO_2 grâce au nucléaire et aux renouvelables et elle peut remplacer les hydrocarbures dans nombre d'usages). Le bouquet de solutions de décarbonation est complété par la chaleur bas carbone dans les réseaux de chaleur et de froid et les gaz décarbonés comme la production d'hydrogène électrolytique bas carbone.

Pour atteindre l'objectif de la neutralité carbone à l'horizon 2050, le rythme de l'électrification doit s'accélérer.

EDF s'est fixé l'ambition d'accompagner ses clients dans la réduction de leur empreinte carbone. EDF développe une gamme d'offres pour aider ses clients particuliers, entreprises et collectivités locales, à devenir les acteurs de leur consommation d'énergie (autoconsommation, solutions numériques de pilotage des consommations) et les incite à consommer de manière plus sobre.

Au périmètre du « G4 » (France, Belgique, Italie et Royaume-Uni), le groupe EDF apporte des propositions de valeur pour chaque client et vise ***à atteindre 1,5 contrat par client.*** Il s'appuie sur une relation client de référence et une large gamme d'offres et de solutions, notamment dans la performance énergétique durable sur les marchés résidentiels et d'affaires.

Accessibles et innovantes, ces solutions de décarbonation s'appliquent aux usages dans les secteurs les plus émetteurs de CO_2 :

- **Dans le bâtiment**

En France, EDF accompagne de longue date les constructeurs, les promoteurs et les bailleurs sociaux dans la mise en œuvre de solutions énergétiques performantes et bas carbone. EDF propose une gamme de solutions destinées au bâtiment neuf qui favorisent la décarbonation, depuis la conception du bâtiment jusqu'à sa livraison, et s'appuie sur l'expertise de ses filiales pour la réalisation des travaux. IZI by EDF développe ses activités sur les travaux de rénovation intérieure et extérieure vers les particuliers et les petits professionnels. IZI confort vend, installe et réalise la maintenance des pompes à chaleur et des chaudières. Dalkia propose des contrats de performance énergétique dans les bâtiments tertiaires et industriels ainsi que des solutions à base de pompes à chaleur. En complément, des solutions digitales sont proposées aux occupants des bâtiments pour suivre, optimiser et piloter leurs consommations énergétiques et leur empreinte carbone, comme par exemple le pilotage intelligent du bâtiment (PIB) ou la plate-forme intégrée de pilotage à distance de l'efficacité énergétique Dalkia Energy Savings Center (DESC), qui optimise l'exploitation de 40 000 installations en France. Edison, Luminus et EDF Energy se sont également lancés dans une trajectoire ambitieuse de développement des ventes et installations des pompes à chaleur respectivement en Italie, Belgique et Royaume-Uni.

- **Dans les transports**

Pour accélérer la mobilité électrique, le groupe EDF s'est fixé l'ambition d'être le 1er fournisseur d'électricité du segment des propriétaires de véhicules électriques au périmètre du « G4 ». Pour lever les freins au développement du véhicule électrique, EDF aura déployé à fin 2024 environ 408 000 points de charge et vise à atteindre 1,5 million de points de charge en France, Italie, Royaume-Uni et Belgique d'ici 2030. Le groupe EDF couvre l'ensemble des segments du véhicule léger (charge à domicile, charge au travail et charge publique) via ses entités et filiales IZI by EDF, IZIVIA, Pod Point, Luminus, Edison.

En France, IZIVIA a une position de leader sur l'installation et l'exploitation des points de charge ouverts au public en voirie et au sein des entreprises. IZI by EDF est l'un des principaux installateurs de points de charge chez les particuliers et les petits professionnels. Au Royaume-Uni, Pod Point est un leader du marché de l'installation sur le segment des clients particuliers.

- **Dans l'industrie**

C'est en électrifiant les process industriels, en substituant des énergies bas carbone (hydrogène produit par électrolyse, biomasse) aux énergies fossiles, en réduisant les consommations et en récupérant la chaleur fatale que les industriels peuvent réduire leurs émissions de CO_2.

Le groupe EDF développe des solutions de conseil en stratégie de décarbonation, d'électrification des processus industriels, de récupération de chaleur fatale et de production de chaleur renouvelable à travers Dalkia. En complément, EDF contribue à la décarbonation de l'industrie en proposant des solutions de production d'hydrogène électrolytique décarboné. Il met l'expertise de sa R&D au profit de ses clients industriels pour les accompagner dans l'évolution de leur outil de production (fours et chaudières électriques...).

En 2035, 8 à 9 millions d'offres et de services de décarbonation seront déployées auprès de ses clients en portefeuille.

Ces solutions visent ainsi à permettre au groupe EDF d'éviter l'émission ***de plus 45 millions de tonnes de CO_2 par an d'ici 2035*** [1] chez ses clients du G4.

- **Data centers et numérique**

Le 3 mars 2025, le groupe EDF a lancé deux premiers appels à manifestation d'intérêt (AMI) [2] auprès des entreprises du numérique afin de mettre en visibilité les atouts qu'offre la France pour l'installation de centres de données, et notamment l'accès à une électricité bas carbone, à un prix compétitif et disponible à tout moment. Cette annonce dévoile la localisation des sites industriels qui feront l'objet de deux appels à manifestation d'intérêt et qui pourront être exploités par deux opérateurs sélectionnés. Le premier AMI se situe sur le site de Montereau-Vallée-de-la-Seine en Seine-et-Marne (communes de Vernou-La-Celle-sur-Seine et La Grande Paroisse), le second AMI concerne deux sites : celui de La Maxe et celui de Richemont en Moselle. Un quatrième site a été identifié, dont la localisation sera communiquée ultérieurement. L'identification d'autres espaces fonciers se poursuit par ailleurs, avec pour objectif de retenir 2 sites supplémentaires à l'horizon 2026, soit un total de 6 sites à terme. Ces sites feront l'objet de nouveaux appels à manifestation d'intérêt.

L'objectif des appels à manifestation d'intérêt est de sélectionner des opérateurs du numérique en mesure d'aménager les sites en vue d'y construire et exploiter des centres de données de forte puissance. L'attribution se fera sur la base de critères objectifs et transparents portant notamment sur la crédibilité et la maturité des projets des entreprises.

Produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables

En France, l'électricité produite par EDF [3] est bas carbone à 99 % grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables ; EDF joue ainsi un rôle moteur dans l'atteinte de l'objectif de neutralité CO_2 à horizon 2050.

Son action, en France et sur toutes les géographies pertinentes vise à accélérer le développement des énergies renouvelables en complément de son parc nucléaire.

- **L'ambition de production bas carbone du groupe EDF se fonde d'une part sur la performance de la filière nucléaire**, en garantissant sûreté, maîtrise industrielle, compétitivité, protection de l'environnement, optimisation de l'exploitation des parcs nucléaires en France et au Royaume-Uni. En complément, EDF poursuit la mise en œuvre d'une stratégie innovante sur le cycle combustible.

(1) Calcul des émissions évitées par les produits/services suivants, vendus par EDF, Dalkia, Luminus, EDF UK, et Edison : développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; production photovoltaïque (installations vendues aux clients et autoconsommation, à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles. Cet indicateur correspond à l'écart entre les émissions du produit/service vendu et les émissions d'un scénario de référence fixé pour chaque produit/service. Il est amené à croître au cours des années à venir, dans la mesure des évolutions possibles de la méthodologie visant à rester en ligne avec les pratiques externes. Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.2.2.1.3.3 « Émissions évitées ».

(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 3 mars 2025 « EDF lance des appels à manifestation d'intérêt pour l'accueil de nouveaux centres de données en France ».

(3) Périmètre d'EDF SA.

EDF dispose d'un parc de production nucléaire unique au monde. Le « **Grand Carénage** » du parc existant en France est un enjeu industriel majeur. Les investissements associés doivent permettre la poursuite du fonctionnement des centrales au-delà de 40 ans en garantissant sûreté nucléaire, performance et protection de l'environnement. L'ambition d'EDF est de retrouver les meilleurs niveaux de performance opérationnelle de production du parc existant et d'être en ***capacité de produire à terme de 360 à 400 TWh d'électricité d'origine nucléaire en France***. Les études sont engagées pour poursuivre l'exploitation du parc existant au-delà de 60 ans (instruction sous le contrôle de l'ASNR), dans les meilleures conditions de sûreté, tout en prenant en compte le retour d'expérience international, pour les réacteurs de même conception que ceux du parc français.

Le nucléaire, dont l'exploitation n'émet pas de CO_2 [(1)] qui produit en base tout en offrant de forts leviers de pilotage et de flexibilité pour s'adapter à la consommation d'électricité, est un atout essentiel pour disposer d'un mix électrique décarboné à l'horizon 2050.

À l'international, deux réacteurs EPR sont en exploitation à Taishan en Chine, dans lesquels EDF a une participation, et un à Olkiluoto en Finlande.

Concernant Flamanville 3, après le chargement du réacteur en mai dernier, les équipes de l'EPR de Flamanville ont procédé à de nombreux essais techniques et ont mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire. Le 2 septembre 2024, l'Autorité de sûreté nucléaire a donné son accord pour procéder aux opérations de divergence du réacteur de Flamanville 3. Un programme d'essais permettant d'atteindre un niveau de puissance de 25 % est mis en œuvre. L'EPR de Flamanville a été connecté au réseau électrique national pour la première fois le 21 décembre 2024.

En France, après les annonces du Président de la République en février 2022 à Belfort sur le lancement du programme de construction de 6 réacteurs nucléaires en France, EDF, aux côtés de la filière nucléaire, se prépare à la réalisation de ce programme et effectue des études pour 8 réacteurs additionnels. La phase de concertation et de dialogue avec les parties prenantes suit son cours. Le débat public relatif au projet d'une première paire de réacteurs EPR2 sur le site normand de Penly s'est tenu du 27 octobre 2022 au 27 février 2023. Il a permis d'informer et de débattre sur ce projet et a donné lieu à un compte-rendu de la CPDP (Commission particulière du débat public) et à un bilan de la présidente de la CNDP (Commission nationale du débat public), tous deux rendus publics le 26 avril 2023. Le débat public relatif au projet d'une deuxième paire de réacteurs EPR2 sur le site de Gravelines a débuté le 17 septembre 2024 et s'est terminé le 17 janvier 2025. La CNDP publiera les conclusions du débat dans un délai de deux mois, qui seront ensuite analysées par EDF pour en tenir compte dans sa décision de maître d'ouvrage. Le débat public relatif au projet de construction d'une troisième paire de réacteurs nucléaires de production d'électricité de type EPR2 à proximité du site du Bugey a débuté le 28 janvier 2025 et est prévu jusqu'au 15 mai 2025.

Compte tenu de son coût et de sa durée, le programme EPR2 ne pourra être engagé par EDF sans des mesures de soutien public. Le 17 mars 2025, un Conseil de politique nucléaire s'est réuni et a réaffirmé le caractère stratégique de la construction de 6 réacteurs EPR2. Il a examiné les grands principes du schéma de financement et de régulation du programme basé sur un prêt de l'État bonifié couvrant au moins la moitié des coûts de construction et un contrat pour différence sur la production nucléaire à un prix maximal de 100 $€_{2024}$/MWh.

Concernant le financement de l'aval du futur, le Conseil de politique nucléaire a en outre validé le principe d'un financement de ce programme principalement porté par EDF, en tant que client futur de ces installations, et d'une gouvernance pilotée par Orano, associant EDF, le CEA et les services de l'État.

EDF et **sa filiale NUWARD** visent à développer un *Small Modular Reactor* (SMR) de génération 3 pour fournir de l'électricité et de la chaleur décarbonées, renforçant son rôle dans la transition énergétique, à partir de 2030. En 2024, EDF a décidé de faire évoluer le design de son SMR en le basant sur des briques technologiques éprouvées exclusivement pour offrir un réacteur à eau pressurisé, sûr, compétitif et adapté aux besoins du marché français et international dans la décennie 2030.

Au Royaume-Uni, EDF poursuit les travaux de construction des réacteurs d'Hinkley Point C et a conclu avec le gouvernement britannique un accord pour poursuivre le développement du projet d'une **centrale nucléaire à Sizewell C**. Le gouvernement britannique, qui est devenu, aux côtés d'EDF, l'actionnaire majoritaire, a notifié une subvention pouvant atteindre 5,5 milliards de livres sterling sur le projet. En parallèle, une recherche de financements est en cours pour le projet, visant à apporter des capitaux privés au moment de la décision finale d'investissement [(2)]. La décision finale d'investissement d'EDF reste notamment soumise à la capacité à réunir le financement nécessaire à la réalisation du projet ainsi que sa déconsolidation du bilan du Groupe.

EDF se prépare également aux reconversions de sites liées aux arrêts de l'exploitation des centrales en fin de vie. EDF, via Cyclife, poursuit le développement de ses activités dans la déconstruction d'actifs de production nucléaire avec une logique d'économie circulaire incarnée par le traitement-recyclage de la majeure partie des déchets.

- **L'ambition de production bas carbone pour le groupe EDF se fonde sur l'accélération du développement rentable des énergies renouvelables en France et à l'international.**

Le groupe EDF développe les énergies renouvelables électriques dans toutes les technologies (hydraulique, solaire, éolien terrestre, éolien en mer…). Elles représentent déjà plus du quart de la capacité totale du Groupe [(3)]. Le groupe EDF est aujourd'hui un acteur majeur des énergies renouvelables et ambitionne de poursuivre leur développement.

En moyenne sur la période 2024-2035, le Groupe développera 8 GW bruts de projets renouvelables par an.

Le groupe EDF cherche à diversifier les technologies (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque et hydraulique) et leur répartition géographique. EDF investit régulièrement dans les installations hydrauliques pour allier performances économique, énergétique et environnementale, et propose des solutions renforçant le productible hydraulique.

La relance du développement de l'hydroélectricité en France est indispensable pour atteindre les objectifs de la transition énergétique. Face au contentieux opposant la France et la Commission européenne depuis plusieurs années, EDF et l'État ont exploré plusieurs solutions juridiques possibles permettant d'y mettre fin. EDF considère que le passage d'un régime concessif à un régime d'autorisation est la solution juridique la plus robuste et qui est favorable sur les plans énergétique, industriel, politique, et social. Les discussions avec la Commission européenne seront entamées dans les prochains mois. L'Assemblée nationale étudie également le sujet à travers une mission d'information transpartisane qui pourrait déboucher au premier semestre 2025 sur une proposition de loi.

En moyenne, ***pour chaque kWh produit en 2035, le groupe EDF émettra 22 g de CO_2.***

Développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique

Le rôle des réseaux dans la transition énergétique est clé.

Sous l'effet de l'hypothèse de la hausse durable de la demande d'électricité et d'un accroissement de la part des énergies renouvelables intermittentes dans le système électrique, les gestionnaires de réseaux doivent réussir la trajectoire ambitieuse de développement des raccordements portée par la PPE en France. Les réseaux doivent s'adapter à une variabilité croissante des systèmes électriques et par conséquent être en capacité d'absorber des injections massives d'énergies intermittentes (solaire, éolien) tout en assurant à tout moment l'équilibre offre-demande.

Le groupe EDF porte en son sein les activités réseaux de distribution, en France, via Enedis et Strasbourg Électricité Réseaux, gestionnaires du réseau de distribution d'électricité, gérés de façon indépendante d'EDF, et via SEI. À l'international, sa filiale EDF International Network exporte ses savoir-faire et ses compétences dans le domaine des réseaux.

(1) Aucune émission directe et émission ACV (analyse du cycle de vie) qu'il est possible d'estimer à 4 gCO_2/kWh.
(2) Sizewell C equity raise process - GOV.UK (www.gov.uk) ; Further steps to prepare Sizewell C for construction - GOV.UK (www.gov.uk).
(3) 34,8 GW à fin 2024 sur un total de 118,8 GW en données consolidées.

Pour réussir la transition énergétique dans leurs territoires respectifs, ces gestionnaires de réseaux doivent transformer les réseaux qu'ils opèrent afin (i) de réaliser la trajectoire exponentielle de raccordements proposée par la PPE pour répondre à la demande des producteurs (parcs éoliens, centrales solaires, panneaux photovoltaïques en toitures, stockage stationnaire ou équivalent) et des consommateurs (IRVE – Infrastructures de recharge des véhicules électriques, autoconsommateurs) (ii) d'accélérer leur transition numérique dans l'exploitation des réseaux pour renforcer la maintenance prédictive et réparer au plus vite et (iii) de renouveler et renforcer les réseaux existants pour faire face aux besoins croissants d'électricité.

La part de l'électricité dans le mix énergétique des Français devenant majoritaire d'ici 2050, les réseaux doivent être encore plus résilients aux aléas pour garantir l'accès à l'électricité. Sur le périmètre de distribution d'Enedis [1], ***90 % des clients seront réalimentés en moins de 48 heures en cas d'aléa climatique hors exceptionnel*** [2].

En complément, les compteurs communicants déployés par les gestionnaires de réseaux permettent aux gestionnaires d'électricité d'accompagner leurs clients pour mieux comprendre leurs besoins et répondre aux demandes des fournisseurs dans toutes leurs actions d'incitation à plus de sobriété et de pilotage des usages.

En France, Enedis [3] porte au cœur de ses préoccupations l'enjeu de la fiabilité des réseaux et assure une électricité disponible à 99,9 % en France [4]. Maintenir ce niveau de disponibilité sur l'horizon 2035/2040 est un défi industriel et humain considérable.

Accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique

Le pilotage du système électrique requiert des besoins accrus de flexibilité, pour gérer les variations induites par les énergies intermittentes, sur tous les horizons de temps.

En réponse à ces besoins croissants d'équilibrage, EDF développe un bouquet de solutions pour répondre à ces exigences sur les différents horizons temporels. D'ici 2035, le groupe EDF ***aura développé 27 GW bruts supplémentaires de solutions de flexibilités*** par rapport à 2023.

Ces flexibilités se concrétiseront par exemple à l'amont par la poursuite du développement de l'hydroélectricité, par des centrales thermiques décarbonées (grâce aux bioénergies, au développement de technologies de captation et de stockage du carbone) et par le maintien de la capacité de modulation des centrales nucléaires existantes et à venir.

EDF poursuivra le développement des moyens de stockage, à travers les stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP) et via des batteries stationnaires (connectées aux réseaux de transport/distribution, ou bien installées chez les clients).

À l'aval, EDF s'attache à développer et valoriser la capacité de ses clients à moduler leurs consommations. EDF valorise en particulier les **flexibilités disponibles sur les batteries des véhicules électriques** au travers de solutions de pilotage de la recharge et des services de *smart charging* V1G (pilotage unidirectionnel) ou en développant un pilote industriel [5] V2G (pilotage bidirectionnel) pour récupérer l'énergie électrique de la batterie lorsque le véhicule n'est pas utilisé. En France, ces offres sont commercialisées par Izivia, IZI by EDF en association avec Dreev (joint-venture entre EDF et NUVVE) à travers des solutions de *smart charging* locales (à l'échelle des sites) et globales (à l'échelle du système électrique). En Belgique, Luminus a lancé une offre de pilotage de la recharge à destination de ses clients particuliers et au Royaume-Uni, Pod Point valorise la flexibilité de ses clients.

L'innovation

L'innovation est une composante essentielle du chemin à parcourir pour aider ses clients dans leur transition, compte tenu de la vitesse à laquelle progressent aujourd'hui les technologies, des renouvelables au stockage, en passant par les véhicules électriques, l'hydrogène, le pilotage des usages ou les développements digitaux.

En s'appuyant sur ses propres efforts de R&D et sur son écosystème d'innovation rassemblé autour d'EDF Pulse, le groupe EDF soutient les innovations permettant d'accélérer la transition énergétique, en accompagnant autant que possible le tissu industriel français.

Le groupe EDF investit massivement dans la transition énergétique

En 2024, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone (95 % en 2023) [6].

Le Groupe poursuit la revue régulière de son portefeuille d'actifs.

1.3.3 La transformation du Groupe

Depuis sa création, le groupe EDF a toujours relevé les défis auxquels il était confronté. L'urgence climatique et la nécessité de développer l'électricité pour décarboner les usages constituent un nouveau défi clé pour la société et pour le Groupe. EDF joue un rôle moteur dans l'atteinte d'un objectif de neutralité carbone à horizon 2050 et doit à la fois mettre en œuvre un modèle d'activité soutenable pour financer ses investissements, attirer les compétences nécessaires à la transition énergétique et amplifier et accélérer la transformation de ses modes de fonctionnement.

Le Groupe peut s'appuyer sur de solides atouts : un engagement des équipes toujours très fort, au service de la raison d'être d'EDF, une expertise reconnue sur l'ensemble des métiers, et des valeurs partagées autour de l'entraide et l'accompagnement des salariés.

Dans le cadre d'« Ambitions 2035 », une démarche de transformation a été engagée pour faire évoluer les modes de fonctionnement du Groupe vers davantage d'efficacité et de vitesse collective au service de ses clients.

Quatre chantiers d'excellence opérationnelle ont été lancés en janvier 2023 pour « faire réussir EDF » :

- **chantier « Industrialiser et accélérer le numérique » :** l'objectif de ce chantier est de projeter le Groupe dans un fonctionnement fluide et intégré, créateur de valeur, avec un langage et des outils communs, des données plus accessibles et partagées ;
- **chantier « Temps métal » :** ce chantier vise à améliorer la performance opérationnelle, l'attractivité des métiers pour un meilleur service auprès de ses clients et redonner des marges de manœuvre financières au Groupe pour réaliser les investissements nécessaires ;
- **chantier « Compétences » :** l'objectif de ce chantier est d'être au rendez-vous des besoins considérables de compétences appelées par la transition énergétique et les projets du Groupe ;
- **chantier « Mesurer et piloter la performance opérationnelle » :** ce chantier a pour objectif de renforcer le pilotage et le suivi de la performance du Groupe par une augmentation de la performance opérationnelle permettant de générer un meilleur niveau de cash-flow et d'assurer la soutenabilité financière du Groupe.

(1) Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, géré de façon indépendante d'EDF.
(2) Un des 8 engagements du Plan industriel et humain d'Enedis : www.enedis.fr/nous-connaitre/notre-projet-dentreprise.
(3) Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, géré de façon indépendante d'EDF.
(4) www.enedis.fr/nouvelle-france-electrique-horizon-2027-et-2032-enedis-publie-le-document-preliminaire-un-futur
(5) Voir le communiqué de presse du 10 octobre 2024 « Sept nouveaux partenaires rejoignent le projet EVVE, aux côtés d'EDF et de Dreev, pour accélérer le déploiement de la recharge bidirectionnelle des véhicules électriques en Europe ».
(6) Voir la section 3.2.2.1.2.4 « Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique » et la section 6.1, note 20.4 « Investissements bas carbone » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

1.4 Description des activités du Groupe

1.4.1 Activités de production d'électricité

Dans un contexte où les usages de l'électricité sont appelés à augmenter, le Groupe dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde, parmi les moins émetteurs de CO_2, grâce à la part du nucléaire et des énergies renouvelables dans son mix énergétique. Le Groupe ambitionne de poursuivre le développement des énergies renouvelables, en France et dans le monde. Le Groupe prépare également le nucléaire de demain avec l'EPR et le développement des SMR (*Small Modular Reactors*).

520,3 TWh	**118,8 GW**	**39,5 GW**	**94 %**
de production d'électricité	de capacité installée consolidée dans le monde	de capacité renouvelable nette	de production bas carbone*

** Émissions directes de CO_2, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.*

Les atouts du parc de production

Le parc de production du Groupe possède des atouts significatifs :

- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille aval d'EDF (clients finals, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas ;
- un parc nucléaire de 57 réacteurs en France [1], avec le raccordement au réseau électrique du réacteur EPR de Flamanville 3 le 21 décembre 2024 et de 9 réacteurs en exploitation au Royaume-Uni ;
- la construction de réacteurs de type EPR dans le monde ;
- une maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire (conception, exploitation et déconstruction) ;
- la mise en œuvre d'actions visant à améliorer les performances techniques des centrales et à en poursuivre l'exploitation ;
- un parc produisant à 94 % sans émission de CO_2 [2] grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique ;
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

Composition et caractéristiques du parc d'EDF en France continentale

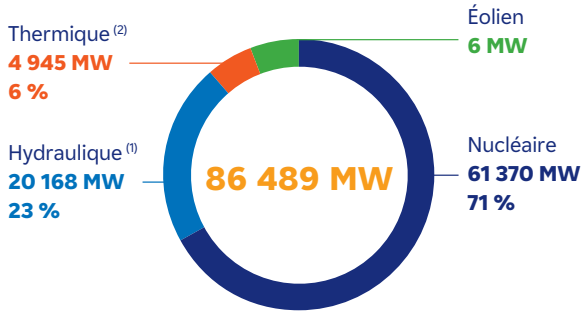
Avec une puissance installée totale de 86,5 GW en France continentale [3] au 31 décembre 2024, la production du parc d'EDF en France continentale a été de 415,0 TWh [4] en 2024. Ce parc se compose principalement au 31 décembre 2024 de :

- 57 tranches nucléaires (avec Flamanville 3) fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP). Leur puissance électrique varie de 900 MW à 1 600 MW, avec une moyenne d'âge de 39 ans (hors Flamanville 3). Voir également la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France » ;
- 19 tranches thermiques en fonctionnement. Voir la section 1.4.1.2 « Production thermique en France continentale » ;
- 424 centrales hydroélectriques, ayant une moyenne d'âge de 79 ans [5]. Voir la section 1.4.1.3.1 « Production hydroélectrique en France » ;
- d'autres centrales hydroélectriques détenues par des filiales du Groupe : ÉS, groupe SHEMA, CERGA et RKI (sur le Rhin, détenues à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW) et les entités franco-suisses de Chatelôt et Émosson.

(1) Après l'arrêt définitif des deux tranches de Fessenheim et le raccordement au réseau électrique de Flamanville 3.
(2) Émissions directes de CO_2, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.
(3) EDF hors Corse et Outre-mer.
(4) Consommation du pompage hydraulique comprise.
(5) Moyenne arithmétique par glissement de 1 an sur parc constant recalculé en 2021.

CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION D'EDF SA EN FRANCE CONTINENTALE – 2024

Capacité installée

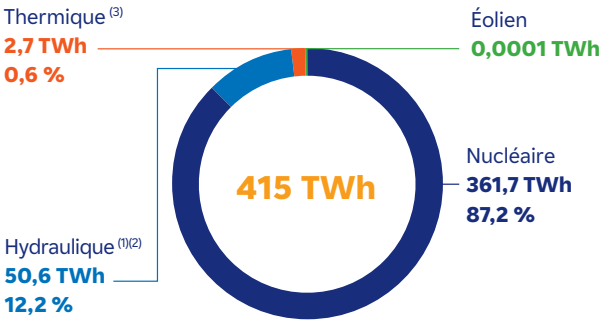


Exprimé en Mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 439 MW en 2024, y compris énergie marine : 240 MW.

(2) Hors Corse et outre-mer, soit 1 320 en 2024.

Production d'électricité



(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,1 en 2024.

(2) Production pompage compris.

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 3,8 en 2024.

NB : les valeurs sont arrondies.

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité

1.4.1.1.1 Organisation et gouvernance nucléaire

Le groupe EDF est appelé à jouer un rôle majeur dans la relance d'un programme nucléaire. Une nouvelle organisation des activités nucléaires et de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie (DIRES) a été mise en place de façon effective le 1er avril 2024. Cette évolution vise à regrouper les savoir-faire et les compétences par grands métiers, à industrialiser les méthodes pour améliorer la performance et à renforcer la transversalité au sein de l'entreprise. Les activités nucléaires sont désormais organisées autour de quatre directions et un pôle :

- la Direction Stratégie, Technologie, Innovation et Développement (DSTID) regroupe les activités stratégiques de préparation de l'avenir et de planification du Groupe. Elle incarne la maîtrise d'ouvrage des projets de construction nucléaire, porte le développement nucléaire à l'international et constitue l'autorité technique et produits. La DSTID oriente et challenge les choix technologiques pour la performance des métiers du Groupe ;
- la Direction Projets et Construction (DPC) assure la maîtrise d'œuvre des grands projets nucléaires selon le cadre et les objectifs de sécurité, sûreté, qualité, coûts et délais jusqu'au transfert aux équipes en charge de l'exploitation ;
- la Direction Ingénierie et *Supply Chain* (DISC) a pour rôle de délivrer en qualité, coûts et délais les études, équipements et prestations, en harmonisant les méthodes, outils et référentiels produits/process des projets neufs et du parc existant. Cette nouvelle direction rassemble les ingénieries nucléaires et les activités en lien avec les fournisseurs ;
- la Direction Production Nucléaire et Thermique (DPNT) assure pour la France l'exploitation, la maintenance et le démantèlement des parcs nucléaire et thermique existants et des nouveaux projets mis en service. Elle continue de déployer, notamment, les programmes Grand Carénage et START 2025 (1) ;
- le pôle « industrie et services » pilote les activités opérationnelles de conception et études, fabrication et services industriels pour la chaudière nucléaire, le combustible, le contrôle-commande (Framatome) et les turbines (Arabelle Solutions).

1.4.1.1.2 Production nucléaire d'électricité en France

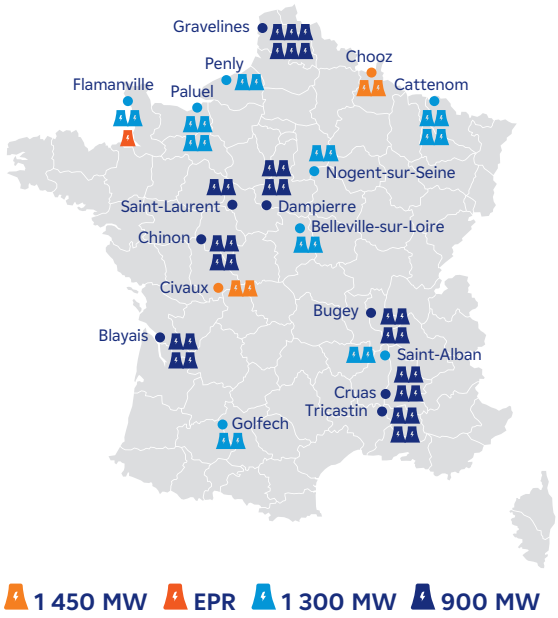
La production d'électricité réalisée en France par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires en 2024 représente 88,8 % de sa production totale d'électricité (2).

1.4.1.1.2.1 Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation

EDF décline son parc de réacteurs REP en exploitation selon quatre niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible. Le parc nucléaire en France est composé de 57 tranches (3) en fonctionnement, réparties sur 19 sites, propriétés d'EDF. Il représente une puissance totale autorisée de 62 970 MW au 31 décembre 2024. Avec un âge moyen d'environ 39 ans (hors Flamanville 3), il se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Palier	Nombre de tranches en exploitation	Puissance totale	Âge moyen
900 MW	32	29 010 MW	42
1 300 MW	20	26 370 MW	36
N4 - 1 450 MW	4	5 990 MW	24
EPR	1	1 600 MW (1)	n.a.
TOTAL	**57**	**62 970 MW**	**39**

(1) La puissance définitive sera issue des essais de démarrage.



(1) Programme de transformation lancé en 2021, centré sur la reconquête de la maîtrise industrielle des arrêts de tranche.
(2) Pompage hydroélectrique compris.
(3) Avec l'EPR de Flamanville 3.

Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (la date de couplage VD est retenue) des tranches **à fin décembre 2024** sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Bugey 2	1979	2021	VD5
Bugey 3	1979	2023	VD5
Bugey 4	1979	2021	VD5
Bugey 5	1980	2022	VD5
Dampierre 1	1980	2022	VD5
Gravelines 1	1980	2022	VD5
Gravelines 2	1980	2024	VD5
Tricastin 1	1980	2019	VD5
Tricastin 2	1980	2021	VD5
Dampierre 2	1981	2022	VD5
Dampierre 3	1981	2024	VD5
Dampierre 4	1981	2024	VD5
Tricastin 3	1981	2022	VD5
Tricastin 4	1981	2024	VD5
Gravelines 3	1981	2022	VD5
Gravelines 4	1981	2024	VD5
Blayais 1	1981	2021	VD5
Blayais 2	1983	2024	VD5
Blayais 3	1983	2024	VD5
Blayais 4	1983	2015	VD4
Saint-Laurent 1	1983	2015	VD4
Saint-Laurent 2	1983	2023	VD5
Chinon B1	1984	2024	VD5
Cruas 1	1984	2015	VD4
Chinon B2	1984	2016	VD4
Cruas 2	1984	2018	VD4
Cruas 3	1984	2024	VD4 en cours
Gravelines 5	1985	2017	VD4

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Gravelines 6	1985	2018	VD4
Cruas 4	1985	2016	VD4
Paluel 1	1985	2016	VD4
Paluel 2	1985	2018	VD4
Paluel 3	1986	2017	VD4
Paluel 4	1986	2019	VD4
Saint-Alban 1	1986	2017	VD4
Flamanville 1	1986	2019	VD4
Saint-Alban 2	1987	2018	VD4
Flamanville 2	1987	2020	VD4
Cattenom 1	1987	2016	VD4
Chinon B3	1987	2020	VD4
Chinon B4	1988	2021	VD4
Cattenom 2	1988	2018	VD4
Nogent 1	1988	2019	VD4
Belleville 1	1988	2021	VD4
Belleville 2	1989	2019	VD4
Nogent 2	1989	2020	VD4
Penly 1	1990	2023	VD4
Cattenom 3	1991	2021	VD4
Golfech 1	1991	2024	VD4
Cattenom 4	1992	2024	VD4
Penly 2	1992	2024	VD3 en cours
Golfech 2	1994	2014	VD3
Chooz B1	2000	2020	VD3
Chooz B2	2000	2019	VD3
Civaux 1	2002	2021	VD3
Civaux 2	2002	2022	VD3
Flamanville 3	2025	-	VD1

À fin 2024 :

- **pour le palier 900 MW**, 21 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4e visite décennale. Les VD4 de Tricastin 4, Gravelines 2 et 4, Dampierre 3 et 4, Blayais 2 et 3, Chinon B1 se sont terminées en 2024. La VD4 de Cruas 3 est en cours de réalisation ;
- **pour le palier 1 300 MW**, 18 réacteurs sur 20 ont terminé leur 3e visite décennale (dont Golfech 1 et Cattenom 4 en 2024). La VD3 de Penly 2 est en cours de réalisation ;
- **pour le palier N4**, les 4 réacteurs ont terminé leur 2e visite décennale ;
- **pour Flamanville 3 :** par décision du 7 mai 2024, l'ASN a autorisé la mise en service du réacteur EPR de Flamanville 3 et le 8 mai 2024, EDF a procédé au chargement du combustible dans la cuve du réacteur, première étape du démarrage du réacteur.

Le 2 septembre 2024, l'ASN a donné son accord au lancement des opérations de divergence du réacteur EPR. Le 3 septembre 2024 à 15h54, les équipes de Flamanville 3 ont procédé à la première divergence du réacteur. Les essais de démarrage ont continué courant septembre avec une première série d'essais du réacteur à puissance nulle. Les essais se poursuivent par palier de puissance.

Le réacteur a été couplé au réseau électrique national le 21 décembre 2024 à 11h48. Après ce premier couplage, conformément à la procédure de démarrage, les phases d'essais et de connexion et de déconnexion au réseau électrique se poursuivront pendant plusieurs mois, sous le contrôle de l'ASN, jusqu'à ce que le réacteur atteigne sa pleine puissance.

Le démarrage d'un réacteur nucléaire est un processus long et complexe, qui met en service les matériels pour la première fois. L'EPR, réacteur de 3e génération, intègre à la conception et dans son exploitation les standards de sûreté les plus exigeants.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux INB (Installations nucléaires de base)

La création d'une INB est autorisée, au terme d'une procédure définie par le Code de l'environnement, par un décret du Premier ministre, pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et sur rapport du ministre chargé de la sûreté nucléaire. L'autorisation de mise en service est quant à elle délivrée par l'ASN, au terme d'une procédure également définie par le Code de l'environnement. La réglementation générale applicable aux installations nucléaires de base accorde notamment la priorité à la protection de la sécurité, la santé et la salubrité publiques et la protection de la nature et de l'environnement (dits « intérêts protégés »). La loi n° 2023-491 du 22 juin 2023 a modifié certaines dispositions du Code de l'environnement afin de permettre l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes.

Dans un courrier adressé le 26 mars 2024, l'ASN a rappelé à EDF ses attentes en matière de prévention et de lutte contre les contrefaçons, les falsifications et les fraudes dans les usines de fabrication d'équipements destinés aux centrales nucléaires. Ce courrier fait suite à l'audition le 26 février 2024 du Président-Directeur Général d'EDF par le collège de l'ASN et à la transmission le 19 mars 2024 par EDF d'un plan d'action détaillé qui constitue une première étape jugée appropriée [1].

Les contrats d'allocation de production

EDF a développé, dans les années 1970-1980, une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des réacteurs du parc nucléaire français d'EDF.

Le principe des contrats d'allocation de production est de réserver aux cocontractants une quote-part de la puissance des réacteurs concernés en contrepartie du règlement de cette même quote-part des coûts fixes des réacteurs (coûts de construction, coûts annuels d'exploitation, coûts liés à sa déconstruction, taxes locales et spécifiques au nucléaire, etc.) et de leur vendre la même quote-part de l'énergie produite par ces réacteurs au coût variable combustible (incluant les coûts amont et aval du combustible) pendant toute leur durée de fonctionnement.

Au 31 décembre 2024, EDF compte dans son parc 10 réacteurs nucléaires concernés par ce type de contrat (à hauteur de 1 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg [2] (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel [3] (12,5 %) ;
- Chooz B1-B2 : Luminus, filiale d'EDF en Belgique (3,3 %).

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production adossé à un parc de centrales (pour un total de l'ordre de 2 GW). Si la durée du contrat et la contribution aux coûts fixes restent liées à des réacteurs du parc bien identifiés, le volume d'énergie vendu au coût variable du combustible est, en revanche, déterminé par le niveau de la disponibilité d'un parc de centrales de référence plus large, appliqué à la part de puissance réservée aux cocontractants sur les réacteurs concernés. Ces contrats concernent principalement les réacteurs suivants :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,7 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

Dans ces deux types de contrats, les cocontractants ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc. Ils assument les risques liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

L'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible. Il représente en effet moins de 30 % des coûts d'exploitation [4]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ».

Cycle de production et arrêts programmés

EDF doit concilier les enjeux liés à la saisonnalité importante de la consommation en France, du fait de sa forte thermo-sensibilité, avec la disponibilité des ressources de maintenance et l'utilisation efficiente du combustible en réacteur. Ainsi, EDF a retenu pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois dont la répartition était la suivante à fin 2024 :

Palier	Nombre de réacteurs	Durée du cycle de production
900 MW	28	environ 12 mois
900 MW*	4	
1 300 MW	20	environ 18 mois
1 450 MW (N4)	4	
EPR	1	environ 20 mois

** Les 4 réacteurs de la centrale du Bugey.*

Chaque cycle de production est composé d'une période en fonctionnement du réacteur, puis d'une période d'arrêt (durée moyenne de 2 à 3 mois), au cours de laquelle une fraction du combustible est remplacée. Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque cycle de fonctionnement :

- l'arrêt pour simple rechargement (ASR) d'une durée normative d'environ 40 jours. La principale opération réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf. Certains tests et quelques opérations de maintenance sont également réalisés ;
- la visite partielle (VP), d'une durée normative [5] d'environ 85 jours, consacrée au déchargement/rechargement du combustible et à la maintenance.

Tous les dix ans, chaque réacteur est arrêté afin d'effectuer une visite décennale [6] (VD). Sa durée est de l'ordre de 180 jours [7] en moyenne. Elle varie en fonction du programme de travaux et de maintenance ainsi que du palier concerné.

(1) www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/contrefacons-falsifications-et-suspicions-de-fraude-l-asn-rappelle-ses-exigences-a-edf
(2) Groupe Axpo.
(3) Groupe Engie.
(4) Les coûts d'exploitation se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent ni les investissements liés à la construction, ni les charges de déconstruction.
(5) Les durées normatives constituent des durées de référence optimisées et réalistes par type d'arrêt. Elles intègrent le retour d'expérience des arrêts passés. Les durées programmées des arrêts varient autour de ces durées de référence en fonction du programme de travaux à réaliser.
(6) En conformité avec l'article L. 593-18 du Code de l'environnement.
(7) Durée « normale » excluant les cas particuliers ou extrêmes.

Le programme d'une visite décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;
- une épreuve hydraulique du circuit primaire, une épreuve d'étanchéité de l'enceinte, et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications liés aux réexamens périodiques ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement de gros composants.

À l'issue de chaque visite décennale (VD), il revient à l'ASNR de donner son accord sur le redémarrage du réacteur pour le cycle à venir et de prendre position sur la poursuite du fonctionnement pour 10 ans supplémentaires en émettant éventuellement des prescriptions techniques.

S'agissant de Flamanville 3, la production prévue lors du cycle à partir de la première divergence est d'environ 14 TWh. Après ce premier cycle de production, le réacteur réalisera sa première visite complète « VC1 ». La durée et le programme de travaux font l'objet d'études en cours.

Cadre réglementaire

L'Autorité de sûreté nucléaire devenue l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR)

Depuis l'entrée en vigueur de la loi n° 2024-450 du 21 mai 2024 [1], les activités de l'ASN et de l'IRSN ont été regroupées au sein d'une nouvelle autorité, l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR). L'ASNR est une autorité administrative indépendante qui participe au contrôle de la sûreté nucléaire, de la radioprotection en France et à l'information du public dans ces domaines.

Son activité s'articule autour des missions principales suivantes :

- la contribution à l'élaboration de la réglementation, en donnant son avis au gouvernement sur les projets de décret et d'arrêté ministériel et en prenant des décisions réglementaires à caractère technique ;
- l'instruction de l'ensemble des demandes d'autorisation individuelles des installations nucléaires de base (INB). Elle accorde les autorisations, à l'exception des autorisations majeures des INB telles que la création et le démantèlement ;
- le contrôle des installations qu'elle effectue à travers les inspections réglementaires sur site, programmées ou inopinées notamment à l'occasion des réexamens périodiques, obligatoires pour la poursuite du fonctionnement de la centrale ;
- l'information du public sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France ;
- en cas de situation d'urgence, l'ASNR contrôle les opérations de mise en sûreté de l'installation prises par l'exploitant. Elle informe le public de la situation et assiste le gouvernement. En particulier, elle adresse aux autorités compétentes ses recommandations sur les mesures à prendre au titre de la sécurité civile.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base. Ils sont utilisés juste après l'hydraulique au fil de l'eau et les autres énergies renouvelables fatales, ainsi que l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. La faiblesse de la consommation intérieure et la hausse des productions renouvelables, partiellement compensées par un surcroît d'exportations, ont conduit en 2024 à davantage recourir aux capacités de flexibilité des réacteurs.

La forte saisonnalité de la consommation en France et la demande importante en hiver imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire essentiellement entre avril et octobre.

Le Conseil d'administration d'EDF a autorisé le 20 février 2025 la signature de la documentation contractuelle permettant de débuter la phase expérimentale du service d'irradiation convenu entre l'État, le CEA et EDF [2]. Cette phase, qui se prolongera autant que nécessaire, permettra à EDF d'étudier la faisabilité de ce service qui n'aura d'impact ni sur l'exploitation ni sur la finalité de la centrale, qui reste soumise au régime des installations nucléaires civiles. Ce service d'irradiation pourrait également être utilisable dans le secteur médical ou dans l'industrie aérospatiale.

Production 2024

La production nucléaire s'établit à 361,7 TWh à fin décembre 2024, en augmentation de 41,3 TWh par rapport à 2023 (320,4 TWh). Cette augmentation est due à l'amélioration de la performance des arrêts de tranche et à la maîtrise industrielle des contrôles et des chantiers de réparations liés au dossier de corrosion sous contrainte (CSC). Dans la continuité de 2023, le traitement de la CSC s'est poursuivi avec une dimension industrielle : l'amélioration des procédés de contrôle, la compétence des partenaires industriels ainsi que le retour d'expérience des travaux de réparation ont permis d'optimiser les plannings et de réduire la durée d'indisponibilité des réacteurs.

Performances techniques 2024

L'impact sur la production nucléaire de l'année 2024 du dossier de corrosion sous contrainte a diminué par rapport aux deux années précédentes, en grande partie grâce à l'industrialisation des chantiers sur les champs techniques et organisationnels.

Parmi les arrêts terminés à fin décembre 2024, 17 arrêts ont respecté ou amélioré leur durée prévisionnelle : 4 visites décennales, 5 visites partielles et 8 arrêts pour simple rechargement.

À noter la performance de Dampierre 4 sur sa dernière visite décennale, qui termine avec plus de 25 jours d'avance sur la durée programmée. La meilleure performance sur les visites partielles du palier 1 300 MW a été réalisée par Nogent 2 avec 25 jours d'avance sur le calendrier prévisionnel. Enfin, Cruas 1 a réalisé le meilleur arrêt pour simple rechargement avec un peu plus de 30 jours et en avance de 9 jours sur la durée initialement prévue et Civaux 2, l'ASR le plus court du palier N4 depuis quinze ans.

Lancé en 2021, le programme de transformation START 2025, centré sur la reconquête de la maîtrise industrielle des arrêts de tranche, continue de porter ses fruits : la durée moyenne de prolongation des arrêts de tranche diminue par rapport à 2023 : 17 arrêts sur 36 ont été recouplés avant la date cible en 2024, contre 7 sur 41 en 2023.

Toutefois, sur la campagne 2024, 2 réacteurs ont connu des dépassements sensiblement supérieurs à leur durée prévisionnelle (> 50 jours). La prolongation la plus notable concerne le site de Flamanville 1&2 qui disposait d'un programme industriel particulièrement important et a été impacté par des aléas techniques dimensionnants.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond un taux de production du parc nucléaire français. Il se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale (cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Il est encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd × Ku) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible [3] rapportée à l'énergie théorique maximale. Cette dernière notion correspond à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Le Kd est fonction de la durée des arrêts et est par conséquent impacté par les durées normatives et les programmes de travaux à réaliser ;

(1) L'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) au 1er janvier 2025 avec l'entrée en vigueur de la loi n° 2024-450 du 21 mai 2024 relative à l'organisation de la gouvernance de la sûreté nucléaire et de la radioprotection pour répondre au défi de la relance de la filière nucléaire.
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 18 mars 2024 « EDF répond à la demande de l'État d'étudier la réalisation d'un service d'irradiation en appui au CEA ».
(3) L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

- le coefficient d'utilisation (« Ku ») (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales, réglementaires et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 67, 2 % à fin décembre 2024, est de bon niveau. Il est la résultante d'un Kd de 74,1 % et d'un Ku de 90,6 %.

EPR de Flamanville 3

EDF assure pour son propre compte la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre du projet de réacteur EPR [1] de Flamanville 3 d'environ 1 600 MW.

Interfaces avec l'ASN et autorisations administratives

EDF a reçu l'autorisation d'exploiter, au titre du Code de l'énergie, le 30 août 2021 par arrêté délivré par le ministre de la Transition écologique.

À la suite de la demande de mise en service déposée par EDF, l'ASN a organisé une consultation publique de son projet de décision du 27 mars au 17 avril 2024.

Au terme de cette consultation, le collège des commissaires de l'ASN a publié sa décision de mise en service autorisant le chargement du combustible dans la cuve du réacteur [2].

En vue de délivrer l'autorisation de mise en service, l'ASN s'est prononcée définitivement sur la conformité du circuit secondaire principal et du circuit primaire principal dans le cadre de son procès-verbal d'attestation de conformité de l'ensemble chaudière nucléaire le 7 mai 2024.

Dans un courrier adressé le 26 mars 2024, l'ASN a rappelé à EDF ses attentes en matière de prévention et de lutte contre les contrefaçons, les falsifications et les fraudes dans les usines de fabrication d'équipements destinés aux centrales nucléaires. Ce courrier s'inscrit dans le cadre du plan d'action détaillé d'EDF qui constitue une première étape jugée appropriée [3]. Concernant Flamanville 3, dans le cadre d'une instruction d'une falsification dans l'usine d'un sous-traitant, EDF s'est engagée à remplacer les corps de deux soupapes de protection des circuits secondaires principaux avant le 4e arrêt de tranche programmé sous la double condition que le délai d'approvisionnement des matériels soit compatible avec un arrêt programmé et que l'anticipation de la préparation permette de bonnes conditions de réalisation de manière à garantir une totale maîtrise de cette opération complexe.

Avancement de la réalisation sur site

L'année 2024 a notamment été marquée par les réalisations suivantes :

- la fin de la phase de préparation au chargement du combustible dans la cuve, qui a permis de mettre en configuration les installations pour engager le chargement du combustible en toute sûreté (environ 6 000 activités réalisées) ;
- la fin des essais préalables au chargement de Flamanville 3 et le bilan des essais diffusé à l'ASN le 17 avril ;
- la réception de l'autorisation de mise en service par l'ASN le 7 mai, qui permet à l'EPR de Flamanville de devenir le 57e réacteur du parc nucléaire français ;
- le chargement du combustible du 8 mai : signature de l'évaluation du contrôle ultime avant le chargement suivie de l'installation, du 8 au 15 mai, des 241 assemblages combustibles dans la cuve du réacteur et fermeture de la cuve ;
- la divergence le 3 septembre : première réaction nucléaire stable à faible puissance, marquant le début de la montée en puissance du réacteur ;
- la poursuite des essais et montée en puissance de la turbine jusqu'à 1 500 tours/min fin octobre ;
- le 1er couplage au réseau le 21 décembre.

Fabrication et qualité des équipements - la cuve

Le dossier concernant des teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle a été instruit par l'ASN au 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome sous la surveillance d'EDF. Sur la base de l'avis d'un groupe d'experts mandaté par l'ASN, cette dernière considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident [4]. L'ASN a autorisé, le 9 octobre 2018, la mise en service du fond de cuve moyennant la mise en œuvre de contrôles en service, et la mise en service du couvercle de cuve en limitant à cette époque sa durée d'utilisation à fin 2024.

Framatome a émis, en décembre 2022, une demande de report de la date de remplacement du couvercle à l'issue du 1er cycle de fonctionnement.

En réponse à cette demande et à la suite de la consultation du public qui s'est déroulée du 11 au 31 mars 2023, l'ASN a publié le 16 mai 2023 une décision autorisant l'utilisation du couvercle actuel jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ».

La fabrication du nouveau couvercle est désormais achevée dans les usines de Framatome.

Retour d'expérience Taishan

EDF a analysé l'impact potentiel sur le démarrage de l'EPR de Flamanville 3 du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur n° 1 de la centrale de Taishan (voir la section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine ») [5]. Les inspections réalisées sur les assemblages combustibles concernés ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages.

Les assemblages combustibles potentiellement concernés en périphérie du cœur ont été remplacés par 64 nouveaux assemblages qui ont subi un traitement thermique permettant de limiter fortement le risque d'usure, avant le démarrage. L'IRSN a émis un avis favorable sans réserve sur le dossier remis par EDF. L'instruction de cette solution par l'ASN est finalisée et l'ensemble des assemblages combustibles renforcés ont été réceptionnés sur site.

Calendrier de mise en service et coût à terminaison

Dans son communiqué de presse du 16 décembre 2022 [6], EDF avait ajusté le calendrier et le coût à terminaison du projet. Le chargement du combustible était alors prévu au premier trimestre 2024.

Dans son communiqué de presse du 27 mars 2024 [7], EDF a indiqué que « grâce à la mobilisation des équipes pour réaliser les derniers essais et instructions techniques afin que l'installation soit pleinement opérationnelle et conforme au regard des meilleurs standards de sûreté, l'EPR de Flamanville 3 est techniquement prêt pour engager sa mise en service. » EDF a indiqué dans ce communiqué de presse qu'à la suite d'échanges approfondis avec EDF, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a décidé de lancer la consultation du public du 27 mars au 17 avril 2024 sur son projet de décision autorisant la mise en service du réacteur EPR de Flamanville 3. L'ASN a finalement délivré son autorisation de mise en service le 7 mai 2024.

Pour un détail des investissements relatifs à l'EPR de Flamanville 3, voir la section 6.1, note 10.3 « Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

(1) *European Pressurized Water Reactor*.
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 27 mars 2024 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville 3 ».
(3) www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/contrefacons-falsifications-et-suspicions-de-fraude-l-asn-rappelle-ses-exigences-a-edf
(4) Avis n° 2017-AV-0298 de l'ASN du 10 octobre 2017.
(5) Voir le communiqué de presse d'EDF du 12 janvier 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».
(6) Voir le communiqué de presse d'EDF du 16 décembre 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».
(7) Voir le communiqué de presse d'EDF du 27 mars 2024 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».

Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires

À l'occasion de la réalisation de contrôles programmés lors de la visite décennale du réacteur de Civaux 1 fin 2021, un phénomène de corrosion sous contrainte a été identifié sur des portions de tuyauteries des circuits auxiliaires au circuit primaire principal du réacteur. EDF a aussitôt engagé la réalisation de contrôles et d'expertises sur les 4 paliers de réacteurs, qui composent le parc nucléaire français (900 MW, 1 300 MW-P4, 1 300 MW-P'4 et N4).

Les examens réalisés en 2022 ont permis de définir une première caractérisation de la sensibilité à la CSC des 56 réacteurs du parc nucléaire : 40 réacteurs ont été identifiés comme peu ou pas sensibles au phénomène de CSC. Il s'agit des 32 réacteurs du palier 900 MW et des 8 réacteurs du palier 1 300 MW-P4. 16 réacteurs ont été identifiés comme sensibles ou fortement sensibles au phénomène de CSC, il s'agit des 12 réacteurs du palier 1 300 MW-P'4 et des 4 réacteurs du palier N4. Le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la CSC s'est terminé au 1er trimestre 2024.

À fin 2024, 87 % des soudures réparées lors du montage initial [1] ont été contrôlées, quelle que soit la sensibilité du réacteur. Les contrôles prévus ont été réalisés en totalité et ils ont confirmé le classement de sensibilité des réacteurs et le risque spécifique lié aux soudures réparées. Les contrôles réalisés sur celles-ci ont identifié quelques cas de suspicion de CSC qui ont entraîné une dizaine de chantiers de remplacement complémentaires en 2024.

En 2025, le programme de contrôles des réacteurs va se poursuivre avec un volume de contrôles proche de celui de 2024. Comme en 2024, ils pourraient impliquer le choix de réaliser quelques réparations complémentaires. Les contrôles seront réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance, aucun arrêt supplémentaire ou dédié n'est envisagé. Ainsi, fin 2025, le programme de contrôles des lignes auxiliaires aura été mené à son terme, conformément aux prévisions initiales, complété par des contrôles sur d'autres lignes (lignes d'expansion du pressuriseur, circuit primaire principal, lignes de petits diamètres).

EDF a transmis à l'ASN fin 2024 sa stratégie de suivi et de maintenance, sur laquelle une position ASN est attendue courant 2025.

Le risque associé au phénomène de CSC est décrit dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1B « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) ».

Lutte contre la fraude et les pratiques suspectes (CFS)

EDF continue d'apporter une attention particulière à la maîtrise de la qualité des fabrications et du montage des pièces sur les installations nucléaires, en exploitation ou en construction. La détection de faits susceptibles de relever de fraudes ou pratiques suspectes donne systématiquement lieu à des investigations et à la mise en œuvre d'actions visant à préserver les intérêts d'EDF.

Dans un contexte marqué par un accroissement des pratiques pouvant relever de CFS, EDF a engagé un plan d'action visant notamment à renforcer ses capacités de prévention, de détection et à impliquer l'ensemble de la filière nucléaire dans la lutte contre les CFS. Ce plan définissant des actions ciblées et graduées est détaillé dans un courrier d'EDF à l'ASN du 19 mars 2024. Ce plan d'action a été considéré comme approprié par l'ASN.

En 2025, la mise en œuvre de ces actions de renforcement se poursuivra tant sur le parc en exploitation que sur les centrales en construction.

1.4.1.1.2.2 Sûreté nucléaire, environnement, radioprotection

Les risques attachés à la sûreté nucléaire, l'environnement et la radioprotection sont décrits dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », risque 2C « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire ».

Une démarche de sûreté nucléaire constante

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire. Dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, interconnexion européenne…), EDF réaffirme la priorité absolue que représente la protection de la santé, de l'homme et de l'environnement notamment par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au titre de la sûreté nucléaire. La réalisation du programme électronucléaire français a conduit EDF à mettre en place une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques et inconvénients qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses ainsi que sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques grâce à la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé ;
- intègre et promeut une démarche de progrès continu. Elle se matérialise, notamment, par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe. L'objectif est d'anticiper la survenue de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction ;
- mise fortement sur le développement des compétences. Dans ce but, chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur utilisé pour former et s'entraîner à tout type de situation.

Cadre réglementaire

La transparence en matière nucléaire

Le Code de l'environnement comporte des dispositions spécifiques (articles L. 125-10 et suivants du Code de l'environnement) sur le droit à l'information dans le domaine nucléaire. Elles visent à garantir le droit du public à une information fiable et accessible. En particulier, l'exploitant d'une INB est tenu de déclarer, dans les meilleurs délais, à l'ASN et à l'autorité administrative compétente, les accidents ou incidents survenus du fait du fonctionnement de cette installation qui sont de nature à porter une atteinte significative aux intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du Code de l'environnement à savoir la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement.

De plus, il existe également des instances qui concourent à la transparence en matière nucléaire. Il s'agit notamment du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) ainsi que des commissions locales d'information (CLI) instituées auprès de tout site comprenant une ou plusieurs INB.

(1) Voir la note d'information d'EDF du 17 mars 2023 « Phénomène de corrosion sous contrainte ».

Le dispositif de contrôle

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Ainsi, EDF réalise tous les quatre ans, pour chaque centrale nucléaire [1], des évaluations globales d'excellence en commun avec les *peer reviews* de la WANO [2]. Elles se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 40 inspecteurs. L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé et rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF. Il mène des échanges avec les salariés du nucléaire. Les inspections qu'il mène permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la direction de l'entreprise des actions de progrès. Son rapport annuel est rendu public.

Les efforts déployés par EDF ont permis de réduire le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur. Leur nombre a été divisé par quatre en une vingtaine d'années. En 2024, ils se sont élevés à 21 sur l'ensemble du parc.

- **À l'échelon national**, le contrôle de la sûreté est assuré par l'ASN via :
  - > des inspections programmées ou inopinées menées par l'ASN : environ 450 par an sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF ;
  - > un processus de réexamen périodique (décennal) : il vise à vérifier la conformité de l'installation aux règles qui lui sont applicables. Il vise aussi à actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés (sécurité, santé et salubrité publiques, protection de la nature et de l'environnement). Pour ce faire, il tient compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

    À l'issue de la visite décennale, l'exploitant adresse à l'ASN un rapport de conclusions du réexamen périodique. Dans ce rapport, l'exploitant prend position sur la conformité de son installation, ainsi que sur les modifications réalisées visant à remédier aux écarts constatés ou à améliorer la sûreté de l'installation. L'ASN communique au ministre en charge de la sûreté nucléaire son analyse du rapport et prend position sur la poursuite du fonctionnement du réacteur pour les 10 ans suivant la visite décennale. Elle peut fixer à l'exploitant des prescriptions complémentaires [3]. Le réexamen périodique constitue une étape essentielle de la poursuite du fonctionnement des centrales.
- **À l'échelon international**, des inspections ont lieu régulièrement. Elles permettent la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde :
  - > les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA [4] sont effectuées à la demande de l'État français (une par an). Elles ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En 2024, l'OSART a été réalisée sur Nogent ;
  - > les visites internationales « revues de pairs » (*peer reviews*) menées par la WANO [5] sont organisées à la demande d'EDF. Elles portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales. En 2024, il y en a eu cinq.

Le dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les impacts sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne pour chaque site nucléaire élaboré par EDF ;
- du plan particulier d'intervention élaboré par les préfets, en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité, ces plans prennent notamment en compte des risques d'origine externe (inondation…) ou interne (incendie…). La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale sous la direction de l'ASN. Ils impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures.

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a enrichi son organisation de gestion de situation de crise. Elle a mis en place un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif appelé « Force d'action rapide nucléaire (FARN) » a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Il peut être déployé sur un réacteur de n'importe quel site en difficulté. La FARN permet des interventions en parallèle sur six réacteurs d'un même site.

Les évènements significatifs dans le domaine de la sûreté

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages. Elle fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements.

Les écarts présentant une importance particulière selon des critères précisés par l'ASN sont dénommés « évènements significatifs ». La détection par les exploitants nucléaires des évènements significatifs joue un rôle fondamental en matière de prévention des incidents ou des accidents. La réglementation demande à tous les exploitants nucléaires de déclarer à l'ASN les évènements significatifs pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du Code de l'environnement.

Chaque évènement est analysé par les équipes de la centrale pour déterminer son caractère significatif avec une vision indépendante de cette déclaration portée par la filière indépendante de sûreté du site.

Ceux concernant la sûreté sont nommés « ESS », « Événements significatifs pour la sûreté ». Ce processus de déclaration s'inscrit dans le cadre d'une démarche d'amélioration continue de la sûreté nucléaire et de transparence. Son objectif est notamment de permettre l'analyse de ces évènements. L'objectif est de faciliter l'évaluation ultérieure d'un incident ou d'un risque d'incident, et d'améliorer les pratiques d'un établissement et/ou d'un secteur d'activité en matière de prévention.

Tous les évènements significatifs doivent être déclarés à l'ASN par les exploitants nucléaires ou les transporteurs, au plus tard sous 48 heures ouvrées. Ils incluent une proposition de classement sur l'échelle INES [6] (échelle internationale à sept niveaux – de 1 à 7 suivant leur importance ; ceux qui n'ont aucune importance du point de vue de la sûreté nucléaire sont déclarés au niveau 0). L'ASN demeure responsable de la décision finale de classement. L'utilisation de l'échelle INES permet à l'ASN de sélectionner ceux qui ont une importance suffisante pour faire l'objet d'une communication de sa part.

(1) Il s'agit des CNPE, Centres nucléaires de production d'électricité.
(2) *World Association of Nuclear Operators*.
(3) Voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » le cadre réglementaire sur l'ASN.
(4) Agence internationale de l'énergie atomique.
(5) *World Association of Nuclear Operators*.
(6) *International Nuclear Event Scale*.

Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun évènement classé sur l'échelle INES de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires), ou au-delà, n'a eu lieu sur le parc nucléaire français. En 2024, EDF a déclaré, en France, 755 évènements significatifs pour la sûreté (ESS), par rapport aux 708 ESS de 2023. Aucun ESS de niveau 2 sur l'échelle INES (comme en 2023) n'a été déclaré.

Par ailleurs, la politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires. Après une formation initiale de plusieurs mois, allant jusqu'à 24 mois pour les postes clefs (ingénieur sûreté, opérateur…), chaque salarié doit suivre des recyclages obligatoires. Leur fréquence est annuelle, bisannuelle ou trisannuelle, en fonction des métiers et des domaines.

Les résultats 2024 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire et sont disponibles sur Internet [1].

Le respect de l'environnement

La démarche environnementale d'EDF a été initiée en 2002 sur quelques sites. Elle a ensuite été étendue à l'ensemble des unités de production nucléaire. Elle s'appuie sur un système de management environnemental certifié ISO 14001 (SME). Voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement ». Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ».

La radioprotection

La mobilisation des différents acteurs permet de poursuivre la dynamique d'amélioration dans le domaine de la radioprotection et de la dosimétrie (formations et entraînements des salariés et du management, renforcement de la surveillance de la propreté des installations, améliorations des matériels à disposition des intervenants, optimisation de l'installation d'écrans de plomb, standardisation des méthodes de travail et des matériels entre sites nucléaires, renforcement de la supervision…).

Ainsi, sur la décennie écoulée, la dose collective annuelle moyenne s'établit à 0,69 Homme.Sievert [2] par réacteur, en baisse de 1 % par rapport à la décennie précédente, alors que le volume moyen d'heures travaillées a augmenté de 35 % entre deux décennies. En 2024, elle est de 0,75 Homme.Sievert par réacteur. La dose individuelle annuelle moyenne (salariés d'EDF et partenaires industriels) reste inférieure à 1 mSv en 2024 (0,99 mSv). Elle se situe bien en dessous de la limite réglementaire fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier.

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective en continuant à diminuer les expositions aux rayonnements par des programmes pluriannuels d'assainissement des installations et par des tests de nouvelles technologies visant à réduire le terme source.

Cadre réglementaire

La réglementation en matière de radioprotection

En France, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger.

La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le Code de la santé publique, réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration, d'enregistrement ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation au titre du Code de la santé publique. L'article R. 1333-11 du Code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le Code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés.

1.4.1.1.2.3 Les enjeux du nucléaire

A – Les étapes et enjeux liés au cycle du combustible nucléaire

Les risques associés au cycle du combustible sont décrits au chapitre 2 – Risque 2B « Maîtrise du cycle du combustible ».

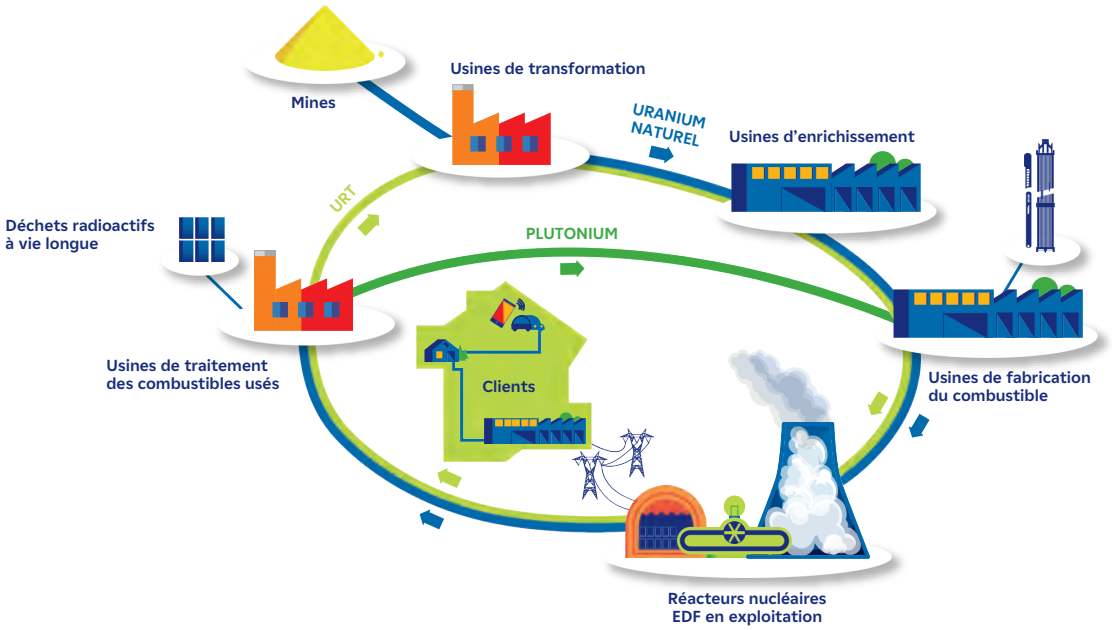
Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement.

EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle qui se décompose en trois étapes :

- **l'amont du cycle** comprend l'achat par EDF de concentrés issus du minerai d'uranium. Les transformations en produits plus élaborés, à savoir la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication des assemblages de combustible sont confiées aux industriels du cycle au travers de contrats de service pluriannuels ;
- **le cœur du cycle** correspond à son utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement. Le combustible séjourne entre quatre et cinq ans dans le réacteur. EDF assure ces opérations ;
- **l'aval du cycle** pour le parc de réacteurs en France comprend l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage.

EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

(1) Par exemple pour le rapport 2024 : igsnr.com/wp-content/uploads/2025/02/Rapport-IGSNR-2024.pdf
(2) Somme des doses absorbées par l'organisme entier du fait de l'exposition à des rayonnements provenant de la radioactivité pour l'ensemble des activités et l'ensemble des intervenants.



L'amont du cycle

EDF assure la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni. Il conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, à travers un portefeuille de contrats et par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin). Orano constitue un fournisseur important de cette étape du cycle.

L'approvisionnement en uranium naturel

Les approvisionnements en uranium d'EDF sont assurés à long terme par des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs. Leur durée peut atteindre 20 ans. Les formules d'indexation des contrats d'approvisionnement comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché). Elles sont généralement limitées par des prix planchers et plafonds qui atténuent les effets des variations des prix de marché sur les coûts d'approvisionnement. Le cas échéant, le Groupe met en place une stratégie de couverture du risque de change et de l'inflation américaine.

EDF est attentive à la mise en œuvre de bonnes pratiques en matière d'extraction minière. Depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mines sur la base d'une méthode élaborée avec la WNA [1]. Voir la section 3.3.3.4.3 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles ».

La fluoration (ou conversion)

Les besoins d'EDF sont assurés par Orano en France, ainsi que par d'autres producteurs mondiaux tels que CamECO au Canada et Converdyn aux États-Unis.

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

EDF couvre ses besoins en services d'enrichissement auprès des grands enrichisseurs mondiaux : Orano (France), Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) sur la base de contrats à prix majoritairement fixes.

La filière uranium de retraitement enrichi

Cette filière, constituée dès les années 1990, permet de recycler dans les réacteurs de l'uranium issu du traitement du combustible usé. Ce dernier constitue environ 95 % de la masse du combustible usé. La filière avait été suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. En 2018, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé la relance d'une filière robuste, compétitive et performante.

Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs concernés en 2018. Le premier chargement d'assemblages est intervenu fin 2023, confirmant ainsi que les conditions industrielles, réglementaires et économiques sont remplies.

L'exploitation au-delà de 40 ans du palier 1 300 MWe s'accompagnera des modifications industrielles permettant de charger du combustible à base d'uranium de retraitement enrichi dans les réacteurs 1 300 MWe pour assurer, dans la durée, le recyclage de l'uranium issu du retraitement.

La fabrication des assemblages de combustible

EDF se fournit en assemblages de combustible soit en interne, au travers de sa filiale Framatome, soit en externe. Le fournisseur externe est Westinghouse.

L'alimentation en combustible des deux réacteurs d'EDF à Hinkley Point C (Royaume-Uni)

EDF a signé avec Orano et Framatome, en septembre 2016, des contrats de fourniture d'uranium, de services de conversion et d'enrichissement ainsi que de fabrication d'assemblages en vue de l'alimentation en combustible des réacteurs d'Hinkley Point C.

L'aval du cycle

Les risques associés à l'aval du cycle sont décrits dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », risques 2A « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés » et 2B « Maîtrise du cycle du combustible ».

Cadre réglementaire

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets issus de ce traitement sans transfert possible ni limitation dans le temps en sa qualité de producteur desdits déchets.

Orano est chargé du traitement des combustibles usés.

L'ANDRA [2] est chargée des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets radioactifs ultimes, conformément aux dispositions de l'article L. 542-12 du Code de l'environnement.

La gestion des déchets, qu'ils soient radioactifs ou non, est encadrée par les articles L. 541.1 et suivants du Code de l'environnement.

(1) *World Nuclear Association.*
(2) ANDRA : Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs.

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et la Direction générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023, conduit par un cabinet d'audit externe. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et devrait se conclure sur le premier trimestre 2025. À ce stade d'avancement, il n'est pas anticipé d'impacts significatifs sur les provisions pour gestion des combustibles usés au titre de cet audit.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage des matières valorisables : le plutonium sous forme de combustible MOX et l'uranium issu du retraitement (voir « L'amont du cycle »).

Les quantités traitées s'élèvent à environ 1 100 tonnes de combustibles usés par an. Elles sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

Le parcours des combustibles usés

EDF et Orano : une collaboration encadrée

Les relations entre EDF et Orano portent sur le transport, le traitement des combustibles usés et leur recyclage. Les deux entreprises ont signé :

- en décembre 2008 : un accord-cadre pour la période 2008-2040 ;
- en octobre 2024 : un contrat d'application pour la période 2024-2026 et les contrats de fourniture d'assemblages MOX associés.

Capacités d'entreposage des combustibles usés

Présidé par le Président de la République, le Conseil de politique nucléaire (CPN) du 26 février 2024 a confirmé la politique française sur l'aval du cycle du combustible nucléaire avec la poursuite du traitement-recyclage des combustibles usés, dans un objectif de fermeture du cycle. Ces orientations s'inscrivent dans la droite ligne du discours du Président de la République à Belfort le 10 février 2022 concernant la poursuite d'exploitation du parc actuel et la construction de nouveaux réacteurs.

EDF et Orano ont proposé un schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague. Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, il prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage, qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement. Le schéma a été présenté à l'ASN le 24 septembre 2024.

Par ailleurs, la perspective de la poursuite de l'exploitation du parc nucléaire actuel au-delà de 50 ans, si les conditions de sûreté sont réunies, conformément au discours du Président de la République à Belfort, repousse l'horizon du risque de saturation des entreposages de combustibles usés exploités par Orano à La Hague à 2040, voire au-delà.

La date de mise en service prévisionnelle des nouvelles capacités d'entreposage est compatible avec les besoins identifiés dans une perspective de poursuite d'exploitation du parc nucléaire.

Enfin, le projet de densification des piscines d'entreposage des installations actuelles d'Orano à La Hague, dont la mise en service est prévue dès la mi-2025, est une parade efficace au regard du risque de saturation en cas de dysfonctionnement sur les usines du cycle.

Par ailleurs, toujours de manière complémentaire, Orano étudie la possibilité d'entreposer de façon temporaire du combustible usé à sec. Les scénarios d'entreposage à sec et de densification font l'objet de provisions dédiées.

Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories de déchets : HA (haute activité), MA (moyenne activité), FA (faible activité) et TFA (très faible activité). Ils sont dits « à vie longue » lorsque leur période radioactive dépasse 31 ans.

Déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HA. Ce processus assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. Le volume des déchets est calculé sur la base d'un inventaire de référence correspondant à l'exploitation des anciennes centrales et à 50 années d'exploitation du parc REP actuel (dont Flamanville 3). L'ensemble des déchets HA ainsi conditionnés représente un volume d'environ 9 300 mètres cubes (la consommation électrique d'un million de personnes pendant un an génère environ 3 mètres cubes de déchets HA).

Les déchets MAVL englobent :

- les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé. Elles sont aujourd'hui compactées et conditionnées dans des conteneurs en acier inoxydable ;
- des déchets issus de certaines opérations d'exploitation, de maintenance et du démantèlement.

Le volume total des déchets MAVL représente environ 37 000 mètres cubes. Il inclut notamment les déchets issus de l'exploitation et du démantèlement des installations arrêtées, dont les réacteurs UNGG et ceux issus du parc REP actuel (dont Flamanville 3). Le calcul prend en compte 50 années de durée de fonctionnement des centrales REP et les opérations de démantèlement.

Comparativement aux déchets HA, ils dégagent moins de chaleur et se prêtent donc plus rapidement à une mise en stockage.

- **Cigéo : le projet du Centre industriel de stockage géologique**

Présentation générale

Le projet Cigéo est le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs de types MAVL et HA produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises jusqu'à leur démantèlement, dont ceux du traitement des combustibles usés utilisés. Ce projet est conduit par l'ANDRA. Il est prévu que ce centre soit implanté dans l'est de la France, à la limite de la Meuse et la Haute-Marne.

Après quinze ans de recherche, des évaluations et un débat public, le principe du stockage profond a été retenu, par la loi modifiée n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, comme solution sûre à long terme pour gérer ce type de déchets sans en reporter la charge sur les générations futures. Cigéo sera composé d'installations de surface, notamment pour accueillir et préparer les colis de déchets et pour réaliser les travaux de creusement et de construction des ouvrages souterrains. Les déchets seront stockés dans des installations souterraines, à environ 500 mètres de profondeur, dans une couche de roche argileuse imperméable choisie pour ses propriétés de confinement sur de très longues échelles de temps (plusieurs centaines de milliers d'années). Cigéo est prévu pour être exploité pendant au moins 100 ans, tout en étant flexible afin de laisser aux générations futures la possibilité d'adaptations.

Dans l'attente du stockage en couche géologique profonde, les déchets HA et MAVL issus du retraitement du combustible usé sont entreposés sur le site d'Orano à La Hague dans des installations spécifiques dédiées.

Principales étapes

Le planning de référence de l'ANDRA prévoit d'abord une phase industrielle pilote et prend en compte une livraison des premiers déchets entre 2035 et 2040.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a estimé que le projet avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'option de sûreté (DOS). Une revue de conception détaillée a été organisée à la demande de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) par un groupe d'experts indépendants. Elle a rendu, fin 2020, un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA.

L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021. Elle a abouti à un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Les conclusions de la commission notaient que cette enquête publique avait « amené de nombreuses contributions du public, la plupart fort argumentées, la majorité en faveur du projet », et que Cigéo était « opportun, pertinent, et robuste ».

En amont de l'enquête, la contre-expertise de l'Évaluation socio-économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) avait donné lieu à un avis favorable « tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport ». Elle a souligné que « le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires ».

L'Autorité environnementale, de son côté, avait souligné, dans son avis du 13 janvier 2021 le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Elle avait aussi émis une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique.

Le décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique Cigéo et a porté la mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute-Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse). Par ailleurs, le décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet Cigéo parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R. 102-3 du Code de l'urbanisme.

La remise du dossier de demande d'autorisation de création (DAC) a été effectuée le 17 janvier 2023 par voie officielle.

À la suite de ce dépôt, le 22 juin 2023, l'ASN a considéré que le dossier de demande d'autorisation de création de Cigéo était recevable. La demande d'autorisation de création a également fait l'objet d'un avis de l'Autorité environnementale en date du 27 juin 2024. Cette étape a permis de lancer le travail d'instruction technique du dossier, cadencée par trois réunions du groupe permanent (GP) : le GP1 (groupe permanent 1) s'est tenu en avril, le GP2 s'est tenu en décembre 2024 et le GP3 est prévu mi-2025, pour un avis ASNR prévu en novembre 2025.

L'autorisation de création est visée pour fin 2027.

Cas particulier du traitement des déchets bitumineux

L'ASN a demandé dans le cadre de l'instruction du dossier d'option de sûreté (DOS) que, pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, la DGEC a mandaté un groupe d'experts pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes. Il a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation). Toutefois, il souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est en cours sur ce sujet.

Fiscalité de Cigéo

Concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 a opéré une modification de la taxation des Installations nucléaires de base (INB) telle que fixée par l'article 43 de la loi de finances pour 2000. En particulier, il prévoit une modification du mode de calcul de la taxe de stockage des déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue. Les dispositions d'application de ces principes et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

Chiffrage de Cigéo

Le chiffrage de référence actuel de Cigéo est précisé par l'arrêté du 15 janvier 2016.

L'Andra doit remettre en avril 2025 à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), à l'ASNR et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier sera suivi d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo à l'horizon de septembre 2025. Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016.

- **ICEDA : l'installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés**

ICEDA, implantée sur le site du Bugey, est l'installation dédiée au conditionnement et à l'entreposage des déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion du combustible) et de la déconstruction des centrales. L'installation a été mise en service en 2020 et a conditionné ses premiers déchets en 2021.

Depuis 2021, ICEDA a conditionné l'ensemble des déchets activés de démantèlement de Chooz A et les premiers déchets d'exploitation de Fessenheim portant la production totale à 39 colis de déchets MAVL.

En 2023, l'ASN a autorisé la poursuite du conditionnement à ICEDA sans date limite.

En 2024, l'ASN a autorisé la modification des caractéristiques réglementaires des déchets autorisés à entrer dans l'installation pour y être conditionnés. Cette modification permet à ICEDA d'être autorisée à conditionner 100 % des déchets pour lesquels l'installation a été conçue. L'autorisation de conditionnement prenant en compte ces nouvelles limites est attendue pour début 2025.

Enfin, à la suite de l'arrêt définitif des 2 tranches de la centrale de Fessenheim, EDF a déposé une demande de modification du décret d'autorisation de création d'ICEDA afin de permettre à ICEDA de conditionner les déchets de démantèlement de Fessenheim. Le décret modifié est attendu en 2025.

Déchets de faible activité à vie longue (FAVL)

Les déchets FAVL proviennent de la déconstruction des réacteurs UNGG (blocs de graphite constitutifs du cœur de ces réacteurs ou de leurs assemblages combustibles). En juillet 2015, l'ANDRA a transmis pour avis à l'ASN un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage dans la région de Soulaines dans l'Aube. Les travaux se poursuivent, dans le cadre du PNGMDR [1], pour identifier les déchets pouvant y être accueillis.

Conformément à l'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi qu'au 5e PNGMDR [2], l'ANDRA a transmis en mars 2024 un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines. Ce dossier est en cours d'instruction par l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection.

(1) Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.
(2) Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au *Journal officiel* du 10 décembre 2022.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets ont permis de démontrer des gains significatifs qui permettent d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA) sans attendre la mise en service d'un centre de stockage spécifique.

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2045, est donc un stockage au CSA. Pour ce graphite, l'hypothèse de la construction d'un entreposage temporaire sur Chinon, associé à un stockage dans un centre spécifique FAVL, a été prise en compte.

Concernant les autres réacteurs, les provisions couvrent un stockage direct du graphite dans un stockage FAVL.

Déchets de faible et moyenne activité à vie courte et de très faible activité (FMA-VC et TFA)

Les déchets FMA et TFA proviennent de :

- l'exploitation des installations nucléaires : gants, filtres, résines, etc. ;
- la déconstruction de ces installations : béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.

Ils sont stockés en surface dans les centres de stockage de Soulaines et Morvilliers (Aube) exploités par l'ANDRA. Afin de réduire les volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centraco de Cyclife France.

À la suite du débat public sur le PNGMDR réalisé en 2019 et en cohérence avec la décision commune du ministère de la Transition écologique et de l'ASN, maîtres d'ouvrage du PNGMDR, les textes réglementaires permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France ont été publiés le 14 février 2022. Cette évolution réglementaire, permet de mettre en œuvre une solution industrielle de valorisation de ces métaux. C'est l'objet du projet Technocentre, développé par EDF, installation dédiée à la valorisation des métaux très faiblement actifs prévue d'être implantée sur le site de Fessenheim.

EDF a saisi la Commission nationale du débat public (CNDP) sur le projet Technocentre début 2024. Le débat public, organisé par la CNDP et porté par EDF s'est ouvert le 10 octobre 2024 pour durer jusqu'au 7 février 2025.

La création et le développement du groupe Cyclife : filiale dédiée au démantèlement et à la gestion des déchets radioactifs

En 2016, après le rachat des actifs anglais et suédois de la société de traitement de déchets de Studsvik, EDF a créé la holding « Cyclife ». L'objectif du groupe Cyclife ainsi constitué de Cyclife UK, Cyclife Sweden et Cyclife France (ex-filiale SOCODEI) est d'asseoir le développement des activités du Groupe, en interne et en externe, en matière de traitement des déchets et de démantèlement, avec deux ambitions :

- profiter des perspectives offertes par le marché du démantèlement en Europe et au Japon, en valorisant le savoir-faire et les actifs développés pour les chantiers en France ;
- maîtriser et optimiser dans la durée les opérations critiques et les technologies clés pour sécuriser les opérations futures de démantèlement du groupe EDF.

En 2018, Cyclife SAS a acquis 84,6 % de Cyclife Digital Solutions spécialisée dans les outils et simulation numérique au service du démantèlement et de la gestion des déchets.

En 2019, les filiales Cyclife Engineering et Graphitech [1] ont été créées pour développer des solutions pour le démantèlement des réacteurs à eau légère et la conception d'installations de traitement de déchets (Cyclife Engineering), ainsi que pour le démantèlement des réacteurs graphite (Graphitech).

Cyclife Germany a été créée en décembre 2021 pour assurer une présence directe sur un des plus importants marchés d'Europe, afin de renforcer le positionnement de Cyclife sur le traitement des déchets et faciliter son développement dans le domaine du démantèlement.

Le 22 décembre 2021, le contrat d'acquisition par Cyclife SAS de la société d'ingénierie Aquila Nuclear Limited au Royaume-Uni a été signé. Cette nouvelle acquisition permet de renforcer la position de Cyclife au Royaume-Uni sur le secteur de l'ingénierie nucléaire et est complémentaire de la mise en place d'une *business unit* « déconstruction » dans la filiale déjà présente sur ce marché, Cyclife UK.

En février 2022, EDF a créé une nouvelle filiale dans le domaine du traitement des déchets nucléaires. Codétenue à 50 % par Cyclife SAS et Veolia Nuclear Solutions, Waste2Glass a pour objectif de développer de nouvelles filières de traitement de déchets nucléaires par vitrification basée sur les procédés Geomelt et MVS détenus par le groupe Veolia en conduisant des études de faisabilité technico-économique pour des filières de déchets nucléaires identifiées.

Le 31 mars 2022, Cyclife SAS a poursuivi son développement par l'acquisition de la société française Quadrica spécialisée dans le développement d'outils numériques. En janvier 2024, les deux sociétés Cyclife Digital Solutions et Quadrica ont fusionné pour une meilleure visibilité et la poursuite du développement sur les solutions digitales.

Début janvier 2024, la société Cyclife Japan est créée pour renforcer l'empreinte locale du Groupe dans ce pays, des premiers partenariats ont en effet déjà permis de travailler sur l'intérêt des solutions proposées par Cyclife pour répondre aux besoins des exploitants nucléaires japonais.

En juin 2024, Cyclife Gmbh a acquis 100 % des parts de la société BalckeDürr Nuklear Service renommée depuis Cyclife GmbH, spécialisée dans les opérations de démantèlement et d'assainissement et les services de tri/conditionnement/libération de déchets, avec des chantiers en Allemagne et en Suède notamment.

Le Groupe poursuit donc sa croissance (plus de 1 200 collaborateurs fin 2024), implanté dans 5 pays (France, Allemagne, Royaume-Uni, Suède et Japon), Cyclife est capable de proposer une offre démantèlement/déchets complète et intégrée.

La R&D

EDF mène des activités de R&D en propre, et avec un réseau de partenaires (exploitants nucléaires, industriels, TPE/PME, acteurs institutionnels et académiques). Ces travaux portent sur la gestion des déchets radioactifs et la déconstruction. Acteur majeur reconnu sur ces domaines, EDF est active dans quatre différents projets européens avec l'objectif de :

- améliorer la performance des projets de gestion des déchets et de démantèlement ;
- développer son expertise ;
- contribuer au développement et à la mise en œuvre des meilleures pratiques internationales.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France et la gestion des déchets radioactifs [2].

B – Les enjeux liés à la préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

Les dispositions du Code de l'environnement ne fixent pas de durée limite d'exploitation. Toutefois, elles imposent, tous les dix ans, d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés. Il convient de tenir compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

(1) Société codétenue par EDF et Veolia.
(2) Voir la section 6.1, note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc significativement après 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu de l'investissement important réalisé lors des quatrièmes visites décennales, ainsi qu'au titre des améliorations post-Fukushima, et des besoins énergétiques de la France. Le Président de la République a par ailleurs annoncé, lors de son discours du 10 février 2022 à Belfort, vouloir *« prolonger tous les réacteurs qui peuvent l'être »* et *« qu'aucun réacteur nucléaire en état de produire ne soit fermé à l'avenir (...), sauf raison de sûreté »*. Il a précisé avoir demandé à EDF d'*« étudier les conditions de prolongation au-delà de cinquante ans »*, ouvrant la voie à une poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires au-delà de 50 ans.

L'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur trois horizons de temps : jusqu'à 50 ans, de 50 à 60 ans et au-delà de 60 ans

Jusqu'à 50 ans

EDF réalise les 4e réexamens périodiques des réacteurs des paliers 900 et 1 300 MW comportant des modifications de grande ampleur des installations et apportant des améliorations majeures en termes de sûreté, permettant de justifier l'aptitude de ces réacteurs à fonctionner 10 années supplémentaires. Le passage des 30 ans du palier 1 450 MW est calé sur les mêmes objectifs d'améliorations que les 40 ans pour les deux autres paliers.

Palier 900 MWe

Au premier semestre 2016, toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement des centrales 900 MWe du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe étaient réunies. Le Conseil d'administration d'EDF a donc approuvé le 28 juillet 2016 l'allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MWe en France (hors Fessenheim) à partir du 1er janvier 2016, sans préjuger de la position de l'ASN sur les dispositions proposées par EDF pour chacune des tranches nucléaires concernées.

Le 23 février 2021, l'ASN a statué sur les conditions de la poursuite de l'exploitation des réacteurs 900 MW au-delà de leur quatrième réexamen périodique et fixé les prescriptions associées. L'ASN *« considère que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique »*.

Le 10 août 2023, l'ASN a pris position sur la poursuite de l'exploitation de Tricastin 1 au-delà de 40 ans (jusqu'à la VD5 prévue en 2029), au vu des conclusions de son 4e réexamen périodique.

Par ailleurs, à la suite d'une demande d'EDF de report des échéances de certaines des prescriptions définies dans la décision précitée du 23 février 2021, l'ASN a pris une nouvelle décision le 19 décembre 2023 modifiant certaines prescriptions.

Le déploiement des modifications de la première phase des travaux lors des VD4 se poursuit grâce aux enseignements tirés des premières VD4 (à fin 2024, elles sont soldées sur 21 réacteurs et en cours sur un autre). Les modifications de la deuxième phase de travaux ont été soldées avec succès sur le réacteur tête de série de Tricastin 1, lors de sa visite partielle en 2023. Les résultats sur ces VD4 sont satisfaisants. Ils montrent une bonne capacité d'industrialisation des opérations ainsi que l'implication des partenaires industriels pour la réussite de ce projet.

Palier 1 300 MWe

Le processus d'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MWe engagé en 2021 se poursuit avec l'ASN.

L'instruction de la phase générique se conclura par la prise de décision de l'ASNR à l'été 2025. Cette décision encadrera, à travers des prescriptions techniques, les dispositions à mettre en œuvre au regard des objectifs de 4e réexamen périodique du palier 1 300 MWe. Ces dispositions génériques seront complétées de dispositions spécifiques à chaque réacteur après la remise au ministère en charge de la sûreté nucléaire et à l'ASNR du rapport de conclusions du réexamen de chaque réacteur.

Le processus de consultation du public a été engagé par l'ASN en octobre 2024. EDF prépare la première réalisation tête de série (TTS) prévue sur le réacteur n° 1 de Paluel en 2026.

Les premiers travaux préparatoires ont été engagés en juillet 2024.

Une concertation publique, organisée par le Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, a eu lieu au premier semestre 2024 pour la phase générique du réexamen périodique des réacteurs du palier 1 300 MWe.

Par ailleurs, le Conseil d'administration a approuvé le 28 juillet 2021 l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe. Cette estimation comptable ne préjuge pas des positions de l'Autorité de sûreté nucléaire concernant la poursuite d'exploitation qui seront données réacteur par réacteur après chaque visite décennale, comme prévu par la loi.

Palier 1 450 MWe

L'instruction du 3e réexamen périodique du palier 1 450 MWe a été initiée avec l'ASN avec une tête de série (TTS) prévue en 2029. La durée d'amortissement du palier 1 450 MW est, à ce stade, maintenue à 40 ans. Son allongement ultérieur reste un objectif industriel du Groupe.

De 50 à 60 ans

Le 13 juin 2023, l'ASN a rendu un avis sur les perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs électronucléaires d'EDF jusqu'à leurs 60 ans.

Les études du 5e réexamen périodique du palier 900 MWe ont été lancées fin 2022 avec une TTS prévue en 2029. Ces études intègrent l'enjeu majeur de l'adaptation au changement climatique et une vérification approfondie de la conformité des installations et des impacts potentiels liés au vieillissement.

À l'issue de la consultation lancée fin octobre 2024 auprès du public, l'ASN a pris position le 10 décembre 2024 sur les orientations générales retenues par EDF pour ce 5e réexamen périodique, qu'elle considère pertinentes et cohérentes avec l'état actuel des connaissances. Ce cinquième réexamen périodique doit permettre de consolider les améliorations importantes en matière de sûreté apportées aux réacteurs lors de leur 4e réexamen périodique et de renforcer la prise en compte des effets du changement climatique.

À l'issue de l'instruction qu'elle poursuit, l'ASNR prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MWe pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5e réexamen.

Au-delà de 60 ans

Une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASNR qui prendra position fin 2026 après une phase d'expertise et d'instruction respectivement en 2025 et 2026.

Le travail est orienté sur les enjeux de vieillissement. Il couvre aussi l'identification des besoins de R&D et de développement scientifiques et méthodologiques. Il est également nourri d'échanges internationaux intenses avec d'autres exploitants nucléaires ainsi qu'avec les centres d'expertises qui font référence.

Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage »

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand Carénage ». Il est destiné à assurer les opérations de rénovation de gros matériels, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement au-delà de 40 ans. Il intègre les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima.

Ce programme industriel est déployé progressivement, dans le respect :

- des objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ;
- des Programmations pluriannuelles de l'énergie ;
- des avis et prescriptions de l'ASN ;

- des procédures spécifiques liées au fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a pris acte de l'achèvement, au 31 décembre 2021, de la première phase du programme Grand Carénage et a approuvé le principe de poursuivre le Programme, avec une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD 4 900 MW et 1 300 MW, et le lancement de la phase Études de la VD 5 900 MW.

Coût du programme

Les investissements sur la période 2022 à 2028, phase 2 du Grand Carénage, ont été réestimés fin 2024, à 36,1 milliards en euros courants, soit 32,0 milliards d'euros$_{2021}$. En 2024, le montant total des investissements s'élève à 5,2 milliards d'euros. Ces montants incluent le coût des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte estimés à 1,3 milliard d'euros courants (1,2 milliard d'euros$_{2021}$) sur la période 2022-2025.

Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2028. Les dépenses d'investissement resteront élevées au-delà de cette date.

C - Les enjeux liés au démantèlement des centrales

En sa qualité d'exploitant, EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique du démantèlement de ses centrales et de ses autres installations nucléaires [1]. EDF assure ainsi la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie de ses moyens de production nucléaire.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable au démantèlement des installations nucléaires

Le démantèlement d'une INB est prescrit par décret, pris après avis de l'ASNR et après accomplissement d'une enquête publique. Le décret fixe les caractéristiques du démantèlement, son délai de réalisation et, le cas échéant, les opérations à la charge de l'exploitant après le démantèlement.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est un démantèlement sans période intentionnelle d'attente pour décroissance radioactive, en cohérence avec la réglementation française qui impose un démantèlement « dans un délai aussi court que possible » après la mise à l'arrêt définitif et ce, dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés par les dispositions légales et réglementaires en vigueur.

Le processus réglementaire du démantèlement se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée et présentant les opérations préparatoires au démantèlement prévues ;
- une demande de démantèlement, déposée dans les deux ans après la déclaration d'arrêt définitif, conduisant, après instruction par les autorités et une enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement de l'installation ;
- des points d'étape clés avec l'ASNR, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- enfin, une fois les opérations terminées et l'état final visé atteint, le « déclassement » de l'installation la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

À date, 11 réacteurs sont à l'arrêt définitif, de quatre technologies différentes :

- trois réacteurs à eau pressurisée (REP) : un à Chooz A et deux sur le site de Fessenheim ;
- le réacteur à eau lourde (REL) de Brennilis ;
- le réacteur à neutrons rapides (RNR) de Superphenix ;
- les six réacteurs de la filière uranium naturel – graphite gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon.

Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Dans le cadre de son rôle d'exploitant responsable, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

EDF retient une durée d'environ quinze ans pour le démantèlement des REP.

La déconstruction des 9 réacteurs d'EDF historiquement mis à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ 1,5 million de tonnes de déchets primaires. 80 % des déchets sont non radioactifs, aucun n'est à haute activité. Les 20 % restants correspondent à des déchets de très faible à moyenne activité. 8 % de ces déchets sont à vie longue.

La déconstruction des deux réacteurs de Fessenheim produira 380 000 tonnes de déchets. 95 % de ces déchets sont non radioactifs.

Les filières existantes pour la prise en charge des déchets à vie courte TFA et FMA ont été complétées par l'installation ICEDA pour le conditionnement et l'entreposage des déchets activés d'exploitation et de déconstruction de moyenne activité à vie longue (MAVL) [2].

Le dispositif de la prise en charge des déchets issus de la déconstruction reste à compléter par la mise en place du centre de stockage des déchets FAVL. Voir la section 1.4.1.1.2.3-A « Les étapes et les enjeux liés au cycle du combustible nucléaire » le paragraphe consacré aux déchets FAVL. Par ailleurs, dans le cadre des opérations de démantèlement des centrales UNGG, il est prévu la construction d'un entreposage pour les chemises [3] FAVL des silos de Saint-Laurent dans l'attente de la disponibilité d'un exutoire définitif (pour rappel, première sortie du graphite réacteur Chinon A2 à l'horizon 2045).

Chooz A

Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 57 tranches en exploitation. Il a été mis en service en 1967 et a fonctionné jusqu'en 1991. La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse à flanc de colline, crée des conditions d'accès, d'entrée et sortie des matériels et de gestion des effluents plus complexes que celles du reste du parc REP existant.

Jusqu'en 2022, le chantier de démantèlement sous eau de la cuve de Chooz A et de ses structures internes (démarré en 2017) a fait face à des difficultés. La crise sanitaire a fortement impacté le chantier, notamment du fait de l'arrêt de la filtration pendant le confinement de 2020, conduisant à la formation de matière organique et en conséquence une turbidité élevée de l'eau. Par ailleurs, les nombreuses indisponibilités du pont de manutention, qui sera nécessaire pour lever la cuve et la sortir de son puits de béton, ont conduit à décider d'une rénovation complète de ce pont, traitant les problèmes d'obsolescence et garantissant une requalification compatible avec la masse de la cuve du réacteur.

Le chantier a progressé significativement en 2023 et 2024 :

- vidange de la piscine après découpe des structures internes de la cuve ;
- découpe des tubulures des tuyauteries primaires, préalable à la levée de la cuve ;
- rénovation du pont de manutention de la caverne réacteur.

À date, la fin du chantier de démantèlement de la cuve est prévue en 2027.

Par ailleurs, un accord de collaboration entre EDF et le CNRS sur le projet de réutilisation des cavernes pour la recherche sur les neutrinos, à l'issue du démantèlement des installations, a été signé le 7 septembre 2022 permettant de valoriser la configuration particulière de ces installations.

Fessenheim

Les réacteurs n° 1 et n° 2 de la centrale ont été définitivement arrêtés respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020. Ces arrêts ont été suivis par l'engagement des opérations de fin d'exploitation (vidange des circuits, évacuation du bore, condamnation et dépose de certains matériels et fonctions supports, évacuation du combustible, décontamination des circuits primaires...).

(1) BCOT (Base chaude opérationnelle du Tricastin), silos de Saint-Laurent, ICEDA, etc.
(2) Voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », paragraphe « ICEDA : l'installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés ».
(3) Les « chemises graphite » proviennent de l'exploitation de l'ancienne filière française des réacteurs uranium naturel graphite gaz (UNGG). Ce sont des enveloppes cylindriques creuses en graphite qui entouraient l'élément combustible.

Le 1er septembre 2023, l'exploitation du site de Fessenheim a été transférée de la DPN (Division Production Nucléaire) à la DP2D (Direction Projets Déconstruction Déchets).

La totalité du combustible usé a été évacuée du site vers La Hague en un peu plus de 2 ans, ce qui constitue une très belle performance. Ainsi, 99,9 % de la radioactivité a été retirée du site et la première évacuation industrielle de déchets activés d'exploitation vers ICEDA a eu lieu. Une opération de décontamination des circuits primaires de grande ampleur (*Full System Decontamination* : FSD) a été réalisée avec succès sur les 2 réacteurs. Elle s'est terminée en juin 2023.

Le traitement des parties supérieures des générateurs de vapeur (GV) usés (GV issus de leur remplacement réalisé lors de l'exploitation des unités 1 & 2) a été réalisé en Suède et l'accord multilatéral des autorités de sûreté des pays traversés par le transport des parties inférieures de ces GV usés vers la Suède (France, Belgique, Allemagne, Pays-Bas et Suède) est en cours d'obtention.

Les travaux de démantèlement électromécanique d'une partie de la salle des machines, en vue de sa reconfiguration en installation de découplage et de transit des déchets radioactifs, sont terminés et les travaux de reconfiguration sont en cours.

À fin 2024, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel.

Concernant le décret prescrivant les opérations de démantèlement, dont l'obtention marquera le début de la phase de démantèlement, d'importantes étapes ont été franchies, notamment : le dépôt du dossier de demande de démantèlement de la centrale en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'ASN, la tenue du GP (groupe permanent) le 22 juin 2023, l'enquête publique (du 25 mars au 30 avril 2024) suite à laquelle la commission d'enquête et la préfecture ont rendu un avis favorable.

Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue mi-2025 et sa prise d'effet début 2026 après accord de l'ASN sur les règles générales d'exploitation applicables en démantèlement.

Brennilis

La réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre du décret autorisant le démantèlement partiel a été terminée mi-2018. Depuis, le site finalise les travaux de préparation de l'étape suivante qui concernera la cuve du réacteur. Ce chantier doit se dérouler sous couvert d'un décret dit de « démantèlement complet », décret publié le 26 septembre 2023 et dont la prise d'effet a été marquée en juin 2024 par l'approbation des nouvelles règles générales d'exploitation par l'ASN.

En parallèle de ces instructions réglementaires, des travaux de désamiantage ainsi que des aménagements de locaux (ouverture de voiles et montage de charpentes métalliques) ont précédé le chantier de démantèlement des circuits périphériques, qui marque le début des travaux de la cuve, planifié en décembre 2024.

Creys-Malville

Après l'extraction des bouchons assurant le confinement de la cuve du réacteur, la mise en place de la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) et la mise en service de l'atelier robotisé, les découpes des internes de cuve ont démarré en 2024.

Fin 2024, le faux sommier (première partie des internes de cuve) a été extrait de la cuve, découpé et conditionné en colis de déchets. La seconde partie, le sommier (dernière pièce massive à retirer de l'intérieur de la cuve) sera extrait pour être découpé à son tour au premier trimestre 2025. En parallèle les travaux à l'intérieur du bâtiment réacteur se poursuivent avec notamment en 2024 la fin du démantèlement du bouchon couvercle cœur et le début des travaux de démantèlement du puits de cuve et de la cuve de sécurité.

Dans les bâtiments périphériques, 2024 a vu la fin du démantèlement des bâches sodium et les premiers travaux de démantèlement dans les bâtiments des générateurs de vapeur, qui généreront environ 5 000 tonnes de déchets (dont 90 % de déchets conventionnels) lors des chantiers programmés jusqu'en 2030.

La fin du démantèlement du réacteur Superphénix reste planifiée en 2034.

Réacteurs UNGG

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plateforme de téléopération sur un « démonstrateur industriel graphite (DIG) » ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs afin de prendre en compte le retour d'expérience du premier chantier avant généralisation.

Cette nouvelle stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Dans le courrier d'accompagnement des décisions du 17 mars 2020 qui conforte les choix techniques réalisés, l'ASN estime qu'EDF devrait s'attacher à raccourcir le calendrier de réalisation des opérations *« au regard de l'obligation législative de démantèlement dans un délai aussi court que possible pour chaque réacteur »*. EDF a confirmé la démarche mise en œuvre de réinterrogations périodiques du planning sur la base des résultats obtenus sur le démonstrateur industriel et sur le premier réacteur. À ce stade, l'absence d'élément nouveau n'a pas permis une optimisation de planning.

Les travaux de construction du DIG se sont terminés en fin d'année 2021. Les premiers essais ont été réalisés en septembre 2022 sur le développement des outils qui permettront la « reprise de briques de graphite » dans les réacteurs, et la conception progressive des bras robotisés nécessaires au démantèlement des réacteurs UNGG.

Le programme d'essais avance comme prévu avec un bilan présenté annuellement à l'ASN.

À la suite de l'inspection sur « le pilotage des projets complexes » qui s'est terminée en novembre 2020, les réponses et prises d'engagements d'EDF ont été transmises en mai 2022 à l'ASN.

D'un point de vue réglementaire, le dossier de demande d'autorisation de démantèlement des silos du site de Saint-Laurent a été transmis électroniquement à l'ASN le 30 septembre 2022. Le dépôt des dossiers de démantèlement pour Chinon A2, A1 et des dossiers de modification substantielle des décrets de Chinon A3, Saint-Laurent A, et Bugey 1 a été réalisé le 15 décembre 2022, conformément aux décisions ASN de mars 2020. Une mise à jour de l'ensemble de ces dossiers a été envoyée par EDF en février 2024 en réponse aux demandes émises par la Mission de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (MSNR) dans le cadre de l'analyse de recevabilité. L'enclenchement de l'instruction de ces dossiers par l'ASN et l'IRSN a eu lieu le 25 novembre 2024 en vue d'un groupe permanent prévu en mars 2026.

En parallèle, les opérations de démantèlement autour des caissons réacteurs
se poursuivent sur l'ensemble des trois sites.

Sur le site du Bugey 1, les bâtiments électriques ont été démolis, permettant d'atteindre 27 % de surfaces déconstruites par rapport à l'objectif de la mise en configuration de sécurité (*i.e.* déconstruire l'ensemble des surfaces hors bâtiment Réacteurs et locaux nécessaires au démantèlement du bâtiment réacteur). La salle des machines a été désamiantée en 2023, par le retrait de plusieurs centaines de fourreaux amiantés intégrés dans le génie civil. Sur Chinon A2, les viroles (tronçons de circuit primaire) de l'ensemble des quatre locaux échangeurs ont été évacuées des bâtiments en vue d'une fusion par Cyclife-France.

Le chantier de démantèlement des échangeurs de Chinon A3 est terminé : 5 200 tonnes de circuit métallique ont été démantelées après 12 ans de travaux.

Sur Saint-Laurent A2, le chantier de démantèlement hors caisson a pu reprendre au second trimestre 2024 après renforcement de la maîtrise du risque plomb. Les bonnes cadences industrielles ont permis d'atteindre le jalon de fin de démantèlement des circuits situés sous le caisson réacteur début décembre 2024.

Les coûts de déconstruction et les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations ainsi que la sécurité des sites [1]. Les opérations de démantèlement visent à remettre les sites en état et à permettre une réutilisation des terrains pour un usage industriel.

L'article L. 594-2 du Code de l'environnement et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés [2]. Ainsi, des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 [3].

L'audit externe mandaté par la Direction générale du Trésor et la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) sur « les charges de démantèlement des installations actuellement à l'arrêt définitif et la prise en charge des déchets radioactifs issus de ces installations » s'est tenu de décembre 2020 à mai 2021, conformément au courrier de prescription reçu le 5 juin 2020 de la DGEC. Le périmètre de cet audit concerne les installations historiques arrêtées hors technologie REP, à savoir Superphénix, Brennilis et les 6 réacteurs UNGG. Le rapport d'audit définitif a été remis à la partie auditée le 9 juillet 2021. La lettre de suite de la DGEC a été émise le 22 novembre 2021 et le rapport d'audit a été mis en ligne sur le site du ministère.

Le rapport souligne *« une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement »*, un *« processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine »* et *« une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants »*. Enfin, le rapport confirme que *« les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité »* et leur *« dimensionnement adéquat »* au travers d'une mise à l'épreuve le dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

Au-delà de la maîtrise actuelle des processus et des organisations, deux écarts mineurs de faible matérialité ont été signalés (et corrigés lors de la révision des devis à fin 2021). Des points de progrès ont été identifiés autour de la planification projet, la mesure du niveau de maturité des projets et le processus de quantification des risques et incertitudes. Ils ne sont pas de nature à remettre en cause l'évaluation prudente des charges de démantèlement et gestion des déchets associées. Le rapport d'audit souligne également un ensemble de bonnes pratiques rarement mises en œuvre dans le cadre de projets de démantèlement.

Le courrier de réponse à cette lettre de suite a été transmis le 21 février 2022, donnant lieu à la mise en place d'un plan d'action relatif aux points de progrès précités. L'intégralité des actions a été réalisée à fin 2024.

1.4.1.1.3 Projets « Nouveau Nucléaire »

Concernant les risques associés à ces projets, voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

1.4.1.1.3.1 Préparation d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 en France

Les travaux menés par EDF et Framatome sur un projet de nouveau modèle d'EPR ont permis d'élaborer, fin 2017, la configuration technique d'un modèle « EPR2 » qui pourrait, à terme, élargir l'offre de la filière nucléaire française en France et à l'export. EPR2 est une version optimisée de l'EPR, qui se place dans la continuité industrielle de l'EPR tout en intégrant le retour d'expérience des chantiers EPR et des centrales en exploitation.

À la suite de la demande du gouvernement à EDF de préparer avec la filière nucléaire, un dossier complet sur un programme de renouvellement des installations nucléaires en France, EDF a remis à l'État, en mai 2021, la « proposition d'EDF avec la filière nucléaire pour un programme de nouveaux réacteurs en France ». Ce dossier repose sur l'exécution d'un programme de trois paires d'EPR2 successivement à Penly, à Gravelines et à proximité du Bugey, tout en poursuivant l'analyse de faisabilité sur d'autres sites nucléaires.

Le 10 février 2022, à Belfort, lors de son discours sur la stratégie du pays pour atteindre « une énergie sans carbone en 2050 », le Président de la République a exprimé sa volonté de lancer un programme de construction par palier de nouveaux réacteurs nucléaires. Il repose sur la construction de trois paires d'EPR2 et les études de faisabilité pour la construction de huit EPR2 additionnels. Il a précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

Un schéma approprié de financement et de régulation est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet a été initiée et se poursuit avec pour objectif de renforcer la compétitivité du programme et d'en sécuriser le coût et le planning en vue d'une FID (décision finale d'investissement) d'EDF en 2026.

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement concernant le programme EPR2, le Conseil d'administration, lors de ses réunions du 16 décembre 2020, du 31 mars 2022 et du 6 mars 2024, a autorisé EDF à poursuivre le développement du programme.

Gouvernance

Conformément aux recommandations formulées par Jean-Martin Folz en 2019 [4] ainsi que celles de la Cour des comptes dans le rapport sur la filière EPR de l'été 2020, EDF a décidé de renforcer la gouvernance de la conception et construction des EPR2. Ainsi, EDF a notamment mis en place une nouvelle organisation qui sépare la maîtrise d'ouvrage (MOA) de la maîtrise d'œuvre (MOE). Cette organisation a été renforcée en 2024 dans le cadre de la réorganisation des activités nucléaires d'EDF décrite dans la section 1.4.1.1.1 « Organisation et gouvernance nucléaire ».

La MOA s'assure de la mise en place d'un cadre juridique, économique et financier adéquat et des bonnes conditions de réalisation du projet. Elle définit les objectifs de coûts, de délais et de performance des projets EPR2 et s'assure de leur respect par la MOE.

La MOE assure la conception des réacteurs EPR2 et, si la décision finale d'investissement est prise, assurera leur réalisation dans le respect des objectifs de qualité, coûts, délais et sécurité fixés par la MOA.

Point d'étape et perspectives

Les études de conception générale développées depuis 2018 ont été finalisées fin 2021. Cette étape a été précédée par la remise à l'ASN du rapport préliminaire de sûreté en février 2021 et par la clôture de l'instruction du dossier d'option de sûreté par l'ASN (courriers d'avril et de septembre 2021).

Depuis janvier 2022, une nouvelle séquence a été engagée autour de trois priorités :

- la poursuite des études d'ingénierie en vue du premier béton nucléaire à Penly, site retenu pour la construction d'une première paire de réacteurs EPR2 ; une revue de maturité technique a été organisée en 2023 sur les principaux bâtiments de l'îlot nucléaire. Cette revue a permis à EDF de bénéficier du retour d'expérience d'un comité d'experts indépendants sur le projet, afin de sécuriser les prochaines étapes du développement et de la construction des EPR2. Une deuxième revue s'est tenue mi-2024, qui a validé le franchissement du jalon de passage en « detailed design » pour les bâtiments nucléaires ;

(1) Voir la section 6.1, note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(2) Voir la section 6.1, note 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(3) Voir la section 6.1, note 15.1.2.2 « Allocation stratégique et composition des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(4) Rapport remis en octobre 2019 au ministre de l'Économie et des Finances et au Président-Directeur Général d'EDF.

- une relation étroite avec les principaux partenaires pour disposer des retours des études des fournisseurs et leur donner la visibilité nécessaire à l'investissement dans les compétences et l'outil industriel ; le contrat génie civil principal de Penly a été signé en octobre 2023 ;
- la préparation des chantiers, en particulier les autorisations administratives et réglementaires :
  - concernant le site de Penly, EDF a saisi le 11 février 2022 la CNDP [1] pour le projet de création des 2 réacteurs EPR2 à Penly. Le débat public s'est tenu de fin octobre 2022 à fin février 2023, parallèlement à une concertation sur l'énergie menée par l'État. Fin juin 2023, la demande d'autorisation de création (DAC) a été déposée auprès du ministère. En juillet 2024, par un décret portant autorisation environnementale, EDF a été autorisée à réaliser des travaux préparatoires ; cette autorisation fait l'objet d'un recours non suspensif devant le Conseil d'État,
  - concernant le site de Gravelines, EDF a saisi le 22 novembre 2023 la CNDP pour le projet de création des deux réacteurs EPR2 à Gravelines. La CNDP a décidé, lors de sa séance plénière du 10 janvier 2024, l'organisation d'un débat public ; le débat public de Gravelines a débuté le 17 septembre et s'est terminé le 17 janvier 2025,
  - le débat public pour le site du Bugey a commencé le 28 janvier et est prévu jusqu'au 15 mai 2025.

1.4.1.1.3.2 *Small Modular Reactors* (SMR)

Le groupe EDF poursuit sa stratégie d'offrir un réacteur modulaire de petite puissance de génération 3, dit SMR, avec sa filiale NUWARD, pour accompagner la transition énergétique et les besoins des industriels en Europe et à l'international dans la décennie 2030. La phase de *basic design* (ou avant-projet détaillé) de NUWARD s'est poursuivie au premier semestre 2024. Durant cette période, la conception et le positionnement marché ont pu être approfondis. Les enseignements obtenus ont conduit à faire évoluer sa stratégie conduisant à poursuivre le développement selon une nouvelle approche reposant exclusivement sur des briques technologiques éprouvées.

Cette orientation s'appuiera sur les enseignements techniques, industriels et commerciaux accumulés par NUWARD ainsi que sur l'expérience du Groupe dans le nucléaire et la technologie à eau sous pression (REP).

1.4.1.1.3.3 Développements à l'international

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy participe au projet de construction de deux réacteurs nucléaires sur le site de Hinkley Point avec China General Nuclear Power Corporation (CGN). La société de projet Nuclear New Build assure la maîtrise d'ouvrage du projet. La Direction Ingénierie et *Supply Chain* (DISC) d'EDF ainsi qu'Edvance [2] assurent les études de conception. Framatome assure la fourniture des composants et du contrôle commande, Arabelle Solutions la turbine.

EDF participe au développement du projet Sizewell C, construction de deux réacteurs EPR en partenariat avec le gouvernement britannique (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire »).

Par ailleurs, EDF est également actionnaire de Bradwell B à hauteur de 33,5 %, en partenariat avec CGN (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire »).

Inde

EDF a signé en mars 2018 un accord de coopération industrielle non engageant avec l'électricien national indien Nuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) dit *Industrial Way Forward Agreement* (IFWA) pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur. Cet accord définit le schéma industriel, les rôles et responsabilités des partenaires ainsi que les prochaines étapes du projet. Dans ce cadre, le groupe EDF et ses partenaires fourniraient l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries. Il n'est pas prévu qu'EDF soit investisseur dans ce projet. Le client NPCIL en serait le chef de projet général, le constructeur et l'intégrateur en phase d'exécution.

Conformément au calendrier fixé par l'IWFA, EDF et ses partenaires ont remis une offre complète conditionnée non engageante à NPCIL fin 2018, suivie d'une offre technico-commerciale engageante en avril 2021. Depuis, EDF, avec le soutien du gouvernement français, poursuit ses échanges avec les parties prenantes indiennes dans le cadre de la mise en place d'une *Special Task Force* demandée par les gouvernements respectifs. À terme, l'objectif est de pouvoir converger avec NPCIL sur les sujets technico-commerciaux en vue d'atteindre la signature dans un premier temps d'un accord engageant d'études d'ingénierie (*Pre-Engineering Contract*).

Arabie saoudite

EDF participe au processus compétitif initié en Arabie saoudite par K.A. CARE [3] puis repris par la Saudi Nuclear Energy Holding Company (SNEHC) et a répondu aux premières phases de consultation. Ce processus vise la remise d'une offre pour la fourniture des études d'ingénierie, des équipements et la construction de deux réacteurs de type EPR.

République tchèque

EDF est engagée dans le processus compétitif d'appel d'offres lancé formellement en mars 2022 en République tchèque par l'électricien *ČEZ*, sa société de projet Elektrárna Dukovany II et le gouvernement tchèque.

Il portait initialement sur la construction d'une unité de 1 200 MWe sur le site de Dukovany avec une extension potentielle du programme nucléaire à trois unités supplémentaires. Cette option d'extension a été confirmée le 31 janvier 2024 à EDF par la demande officielle de *ČEZ* d'un supplément d'offre à remettre en avril 2024. Cette demande n'a été adressée qu'à deux fournisseurs en lice (EDF et le Sud-Coréen KHNP), parmi les trois initiaux, l'Américain Westinghouse n'ayant pas été invité pour cette dernière phase. En synthèse, depuis le lancement du processus, EDF a déposé trois offres portant sur le périmètre des études d'ingénierie, la fourniture d'équipements, la construction et la mise en service d'un à quatre réacteurs EPR1200 pour les sites de Dukovany et Temelin ainsi que la fourniture du premier cœur combustible et de cinq recharges pour chaque unité. Cela s'est traduit par : (i) une offre engageante conditionnée le 30 novembre 2022 ; (ii) une offre mise à jour engageante le 31 octobre 2023 et (iii) un supplément d'offre engageant pour une à quatre unités EPR1200 le 30 avril 2024. Le 17 juillet 2024, le gouvernement tchèque a choisi le Sud-Coréen KHNP comme soumissionnaire préféré, engageant des négociations exclusives de *ČEZ* avec l'entreprise sud-coréenne. EDF n'est toutefois pas formellement éliminée à ce stade, et son offre reste valide sachant qu'un changement de soumissionnaire préféré est possible au regard des règles de l'appel d'offres. Après une analyse attentive des caractéristiques de l'offre sud-coréenne – rendues publiques par le gouvernement tchèque –, EDF a décidé de contester la sélection de KHNP (i) au niveau national auprès de l'Autorité de la concurrence tchèque et (ii) auprès de la Commission européenne. L'enjeu principal est de défendre des règles de concurrence loyale sur le marché européen, dans le respect notamment de la réglementation européenne sur les subventions étrangères. Ces deux processus de recours sont en cours.

(1) Commission nationale du débat public.
(2) Edvance est la filiale d'ingénierie commune d'EDF et Framatome, créée en 2017, dédiée aux projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde.
(3) *King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy*.

Pour rappel, l'ASN a rendu un avis, en novembre 2022 à la demande du gouvernement français, sur le dossier d'options de sûreté du projet de réacteur EPR1200 destiné à l'exportation. L'avis de l'ASN sur ces options de sûreté est similaire à celui qu'elle avait porté en juillet 2019 sur celles du réacteur EPR1200, dont il est dérivé. L'ASN note que les objectifs de sûreté, les référentiels utilisés pour la conception et l'architecture des systèmes de sûreté sont repris du modèle de réacteur EPR2 [1].

Pologne

En octobre 2021, EDF a remis au gouvernement polonais une offre préliminaire non engageante portant sur un contrat de fourniture des études d'ingénierie, des équipements et la construction de quatre à six réacteurs EPR en Pologne, représentant respectivement une puissance installée totale cible comprise entre 6,6 à 9,9 GWe répartie sur deux à trois sites. Cette offre préliminaire couvre tous les paramètres clés d'un tel programme comme la configuration technique des futures centrales, le schéma industriel envisagé, la stratégie de développement de la chaîne d'approvisionnement locale, l'estimation du coût du programme et le calendrier de réalisation associé. Si le gouvernement polonais a choisi de poursuivre des discussions engageantes avec un concurrent pour le premier site, l'offre EDF reste valable pour les autres sites et EDF poursuit ses échanges avec les parties prenantes polonaises, dans un contexte où le gouvernement polonais envisage de lancer une mise en concurrence pour un deuxième site en Pologne.

Autres prospects clés

EDF est engagée dans le développement stratégique d'une flotte de réacteurs de forte puissance en Europe. De nombreux pays ont pris la décision de lancer ou relancer des programmes de nouveau nucléaire sur le continent avec une accélération des processus de développement. EDF est en discussion avec des pays comme les Pays-Bas, la Finlande, la Suède, la Slovénie et la Slovaquie pour la réalisation d'études préliminaires techniques et commerciales visant à dérisquer les projets en amont de la remise d'offres formelles.

Au Canada, EDF accompagne les opérateurs locaux (Ontario Power Generation, Bruce Power) dans leurs processus respectifs de développement de projets de large puissance en Ontario.

1.4.1.1.3.4 Transformation numérique de l'ingénierie nucléaire

Le programme de transformation intégrée de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN), repris par la Direction Ingénierie et *Supply Chain* (DISC), vise à transformer l'ingénierie nucléaire en profondeur et de manière durable afin d'améliorer sa maîtrise industrielle et sa compétitivité.

Il a notamment pour objectifs de :

- standardiser et simplifier les processus et les méthodes d'ingénierie, en intégrant les principes de l'ingénierie système, et les numériser pour évoluer vers une ingénierie numérique et des pratiques *data centric* performantes ;
- standardiser les produits en s'appuyant sur des solutions éprouvées, fonder les offres à l'international sur ces produits standards et les répliquer d'un projet à l'autre ;
- refondre la relation avec la *supply chain*, en rationalisant le panel des fournisseurs, en responsabilisant ceux-ci, et en développant le fonctionnement en entreprise étendue ;
- intégrer le système d'information, autour de solutions de type PLM *(Product Lifecycle Management)*, et assurer son interopérabilité avec le SI (Système d'information) des parties prenantes externes (clients, fournisseurs, autorités...) pour mettre en place un véritable écosystème numérique ;
- capitaliser plus efficacement les savoirs et savoir-faire et développer les compétences internes, tout en optimisant le recours au faire-faire.

1.4.1.1.4 Les activités liées à la production nucléaire : Framatome

Framatome [2] est un acteur clé de l'énergie nucléaire, détenu par EDF (80,5 %) [3] et Mitsubishi Heavy Industries (19,5 %).

Framatome est reconnu pour ses solutions innovantes et ses technologies à haute valeur ajoutée à destination du parc nucléaire mondial. Forte d'une expertise mondiale, de solides références et de plus de 21 000 collaborateurs, l'entreprise conçoit, entretient et installe des composants et des combustibles ainsi que des systèmes de contrôle-commande pour les centrales nucléaires.

En 2024, Framatome a recruté plus de 2 600 collaborateurs pour maintenir et accroître les compétences.

Framatome dispose d'une présence industrielle significative en France, en Allemagne, aux États-Unis et en Chine. L'entreprise est par ailleurs implantée industriellement ou commercialement dans plus de 20 pays dont l'Afrique du Sud, l'Argentine, la Belgique, le Brésil, la Bulgarie, le Canada, la Corée du Sud, l'Espagne, la Finlande, la Hongrie, l'Italie, le Japon, le Kazakhstan, la République tchèque, la Roumanie, le Royaume-Uni, la Slovaquie, la Suisse et la Suède.

La stratégie de Framatome est centrée sur son cœur de métier de chaudiériste. Elle vise à proposer des solutions sûres et compétitives, à les industrialiser et à exécuter les projets dans le respect des critères qualité/coûts/délais.

La société dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international. Elle intervient sur plus de 385 réacteurs dans le monde. L'expérience de Framatome sur des réacteurs de tous types de technologies permet de répondre aux besoins spécifiques de ses clients dans le monde.

1.4.1.1.4.1 Activités de Framatome

Bénéficiant d'une expérience de 65 ans dans la conception et la construction de centrales nucléaires, Framatome s'appuie sur une expertise reconnue, avec notamment des ingénieurs et des opérateurs hautement qualifiés.

Ingénierie

Les experts de Framatome sont spécialisés dans la conception des principaux équipements des chaudières nucléaires, la métallurgie et la mécanique, la neutronique, les calculs scientifiques, la mécanique des fluides et les analyses de risques et de sûreté. Les prestations de Framatome en ingénierie incluent le cœur de la centrale, dit « îlot nucléaire » et les principaux composants du circuit primaire. Il s'agit notamment des générateurs de vapeur, des pompes, du pressuriseur et de la cuve du réacteur nucléaire.

Ses spécialistes et techniciens interviennent notamment pour des projets majeurs de construction de nouveaux réacteurs de type EPR, ainsi que sur le développement de réacteurs de type SMR et Génération IV.

Fabrication d'équipements

Les grands composants de Framatome équipent plus de 100 centrales dans 11 pays. Dans ses usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont en France, Framatome produit, pour des électriciens du monde entier, les équipements clés de la chaudière nucléaire. Ils sont destinés à équiper les centrales en construction ou à remplacer ceux des centrales en exploitation. L'entreprise fabrique des équipements lourds (cuves de réacteur, générateurs de vapeur, etc.) et mobiles (groupes motopompes primaires et mécanismes de commande de grappes) de haute technicité.

(1) Avis n° 2022-AV-0413 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 10 novembre 2022 relatif aux options de sûreté du projet de réacteur EPR1200, rendu en application de l'article L. 592-28-1 du Code de l'environnement, qui prévoit que l'ASN peut, à la demande du gouvernement, examiner la conformité des options de sûreté de modèles d'installations nucléaires destinées à l'exportation aux obligations applicables en France au même type d'installation.

(2) Framatome, Framatome Healthcare, Framatome Defense, Framatome Space sont des marques commerciales ou des marques déposées de Framatome ou de ses filiales aux États-Unis ou dans d'autres pays.

(3) Le 25 janvier 2024, EDF a porté sa participation de 75,5 % à 80,5 % en faisant l'acquisition des 5 % détenus par Assystem dans Framatome.

En 2024, l'entreprise a poursuivi la montée en puissance des fabrications de son usine de Saint-Marcel, spécialisée dans la fabrication de composants lourds. L'usine fournit les principaux composants forgés pour des projets de nouvelles constructions à l'étranger, notamment pour le projet de réacteurs EPR d'Hinkley Point C au Royaume-Uni, et a démarré la production des composants pour les programmes EPR2 en France et Sizewell C au Royaume-Uni. Elle fournit également des pièces pour des composants de remplacement destinés aux réacteurs français.

Parallèlement, Framatome s'inscrit depuis 2017 dans un schéma d'amélioration continue de la performance par l'excellence opérationnelle. L'objectif visé est de garantir la stabilité de la chaîne d'approvisionnement, de maîtriser les délais de fabrication de Framatome et de ses fournisseurs clés et de maintenir les compétences. À ce titre, les usines de composants de Framatome déploient le plan « Excell in Quality », en vue de permettre des fabrications et constructions conformes du premier coup. Toutes les parties prenantes y sont associées avec un objectif de standardisation des activités. Framatome s'inscrit ainsi dans la continuité du plan Excell d'EDF, mis en place entre 2020 et 2023, et dont les axes principaux (qualité, standardisation) restent appliqués en 2024. En outre, Framatome avait initié en 2021 le programme « Flow & Waste » de réduction des *lead times* en exécution. Ce programme est poursuivi et renforcé en 2024, le *lead time* étant devenu une priorité de l'entreprise. « Flow & Waste » correspond exactement au programme initié en 2023 par EDF sous l'appellation « Temps métal ».

Systèmes de contrôle-commande

Framatome conçoit, réalise et installe des solutions d'instrumentation nucléaire et de contrôle-commande fiables pour des centrales en exploitation ou en construction. Ses solutions comportent, en particulier, des systèmes de contrôle-commande de sûreté, des systèmes de contrôle-commande opérationnel, de l'instrumentation nucléaire, des solutions de maintien en condition opérationnelle, des simulateurs à l'expertise internationale en ingénierie du contrôle-commande, de la conception d'interface homme-machine et de l'ingénierie des facteurs humains. Framatome a installé plus de 300 systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande complets sur des réacteurs de tous types dans le monde.

Combustibles

Framatome assure la conception, le développement et la fabrication des assemblages de combustibles pour des réacteurs à eau pressurisée, des réacteurs à eau bouillante et des réacteurs de recherche. La société intervient sur l'ensemble du processus : de la conception de l'assemblage à la production du zirconium et de ses alliages (un matériau clé dans la production de combustibles) en passant par la fabrication et les services associés, jusqu'aux interventions dans les centrales nucléaires.

L'entreprise réalise les calculs permettant d'améliorer la gestion et la performance de ses assemblages, tout en répondant aux exigences de sûreté les plus élevées. Près de 260 000 assemblages combustibles de Framatome ont été chargés dans plus de 200 réacteurs en exploitation dans le monde.

Mise en service et autorisation d'exploitation des centrales nucléaires

Framatome a acquis une expérience internationale au contact des autorités de sûreté pour tous les types de réacteurs existants dans le monde. L'entreprise vient ainsi en soutien aux exploitants dans leurs relations avec leur autorité de sûreté et dans l'application de la réglementation existante dans leur pays d'implantation.

En France, Framatome a développé une expertise dans l'application de l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN).

La société met par ailleurs à disposition de ses clients internationaux des centres techniques où sont réalisés, chaque année, de nombreux essais pour qualifier leurs équipements. Elle les accompagne dans la préparation des études de qualification et dans la préparation de la documentation associée.

Maintenance, modernisation et poursuite de l'exploitation des centrales en service

Framatome propose des solutions et des services innovants pour maintenir et moderniser les centrales nucléaires existantes ainsi que pour prolonger leur durée d'exploitation, tout en garantissant leur sûreté, leur performance et leur disponibilité. Framatome s'appuie sur plus de 65 ans d'expérience internationale appliquée à tous types de technologies et à la maintenance de plus de 300 réacteurs dans le monde. Ses équipes apportent leurs savoir-faire et leurs connaissances des exigences en matière de maintenance, de remplacement de composants, d'inspections et de contrôles, d'opérations de rechargement du combustible, ou encore d'optimisation de la gestion des arrêts des réacteurs pour maintenance. Ses activités couvrent notamment la gestion des équipements et des pièces de rechange, la modernisation du contrôle-commande et de l'instrumentation ainsi que les services de chimie et de radiochimie.

Conduite des grands projets

Framatome participe à la réalisation de projets de construction de réacteurs nucléaires, de la conception aux approvisionnements et à leur mise en service. Ses équipes sont mobilisées pour répondre aux standards de sécurité les plus stricts et pour satisfaire les demandes de ses clients en s'appuyant sur ses savoir-faire en conduite de projets complexes. Dans le cadre de nouvelles constructions, l'entreprise propose des solutions sur le périmètre de l'îlot nucléaire.

Framatome participe à la maintenance des 4 réacteurs EPR en service dans le monde : Chine (Taishan 1 & 2), Finlande (Olkiluoto 3) et France (Flamanville 3).

Framatome participe aux côtés d'EDF à construction des projets EPR en France (Programme EPR2) et au Royaume-Uni (Hinkley Point C 1 & 2 et Sizewell C 1 & 2).

EDF et Framatome ont une filiale d'ingénierie commune, Edvance, créée en 2017, dédiée aux projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde.

1.4.1.1.4.2 Principales réalisations de Framatome en 2024

L'exécution des projets a été maîtrisée conformément aux engagements contractuels et les actions d'optimisation des coûts de structure se sont poursuivies. La production des usines a été conforme aux engagements pris vis-à-vis des clients en dépit de tensions sur la chaîne d'approvisionnements.

Plusieurs opérations de remplacement de composants primaires se sont déroulées : sur le parc français, pour le compte d'EDF (remplacement de générateurs de vapeur dans le CNPE de Cruas 3), en Afrique du Sud, pour le compte du client Eskom (finalisation du remplacement des générateurs de vapeurs de l'unité 2 de la centrale de Koeberg) et au Canada pour le compte de Bruce Power (Bruce Power 5&6). Framatome a poursuivi sa croissance sur le marché nord-américain dans un environnement toujours fortement concurrentiel. Les livraisons d'équipements pour le projet Angra 3 au Brésil se sont poursuivies.

L'activité contrôle-commande a poursuivi sa croissance, entraînée en France, en Grande-Bretagne et en Europe centrale par des projets de nouvelles constructions et de rénovations. En Amérique du Nord, les actions de remédiation entreprises suite aux pertes constatées en 2023 dans l'exécution d'un contrat de rénovation d'un contrôle commande de sûreté permettent de terminer le projet.

Les activités de conduite des grands projets et de fabrication de composants ont été soutenues : en France, l'EPR de Flamanville 3 a été connecté au réseau électrique, et la montée en puissance des travaux d'ingénierie et de conception des fabrications de pièces forgées de série du programme EPR2 se poursuit.

Au Royaume-Uni, les composants primaires de l'unité 1 et d'une partie de l'unité 2 du projet EPR Hinkley Point C ont été livrés sur site, et pour le projet Sizewell C les fabrications de pièces forgées et d'équipements primaires sont en cours.

L'activité combustible a signé en 2024 des contrats en Hongrie et Slovaquie pour fournir des combustibles à des centrales de type VVER.

Des investissements ont enfin été lancés dans le cadre d'un programme industriel de montée en cadence des productions en lien avec le programme EPR2 en France. Ces investissements concernent les activités de fabrication et de montage des composants d'équipements primaires et auxiliaires. Ils concernent également la chaîne d'approvisionnement du combustible qui se modernise et sécurise sa capacité à réaliser de nouvelles productions.

Par ailleurs, Framatome a poursuivi l'intégration de l'équipementier Jeumont Electric, spécialiste de la conception et fabrication de moteurs électriques et d'alternateurs, acquis en décembre 2023, et a procédé à plusieurs opérations de croissance externe en 2024, avec en juin 2024, l'acquisition de la société Vanatome, spécialiste de vannes et robinets pour le nucléaire, la défense et l'énergie, en septembre 2024, l'acquisition des activités de contrôle non destructif et d'inspection du groupe Arkadia, et, en novembre 2024, l'acquisition d'Allentis, éditeur français de solutions de cybersécurité.

Framatome a aussi poursuivi le développement de ses marques (Framatome Healthcare, Framatome Defense et Framatome Space, lancé en 2023).

Dans le cadre du développement des activités liées à sa marque Framatome Healthcare, la technologie propriétaire de production d'isotopes de Framatome est utilisée pour la production commerciale de lutétium-177 dans un réacteur CANDU de Bruce Power au Canada. En 2024, Framatome, via sa coentreprise ISOGEN avec Kinetrics, et ses partenaires, Bruce Power et Isotope Technologies Munich (ITM), ont annoncé le doublement de la capacité de production d'isotopes de l'unité 7 de Bruce Power au Canada avec une deuxième chaîne de production. Par ailleurs, fin 2024, Framatome et SN Nuclearelectrica S.A. ont lancé un projet similaire de production d'isotopes médicaux en Roumanie.

La marque Framatome Defense, lancée en octobre 2020, permet à Framatome de répondre aux besoins des programmes de Défense et aux enjeux de souveraineté dans ce domaine, avec l'implantation industrielle de Framatome sur l'ensemble du territoire. Les contributions de Framatome Defense concernent en particulier les futurs programmes à caractère nucléaire, comme le programme de sous-marin nucléaire de type Barracuda, les sous-marins nucléaires lanceurs d'engins de 3e génération (SNLE 3G), le futur porte-avions de nouvelle génération (PA-NG) et aussi des projets au profit du CEA/Direction des applications militaires, notamment dans le domaine de la propulsion nucléaire.

La marque Framatome Space a été lancée en octobre 2023. Elle permet à Framatome de mettre à disposition des compétences et ses outils au service de l'industrie spatiale pour aider à relever les nouveaux défis d'exploration.

1.4.1.1.4.3 Installations nucléaires de base (INB)

Framatome exploite une installation nucléaire de base (INB) se trouvant sur le site Framatome de Romans nommée INB 63-U pour la fabrication de combustibles nucléaires.

Résultats 2024 en matière de sûreté nucléaire

Comme en 2023, aucun évènement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer sur les sites pour lesquels Framatome est exploitant nucléaire, c'est-à-dire les sites de fabrication de combustibles de Romans-sur-Isère, Richland et Lingen.

En 2024, Framatome a déclaré 10 évènements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES et aucun ESS de niveau 1 ou plus.

Les résultats 2024 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire ainsi que dans le rapport TSN du site de Romans-sur-Isère [1].

Actifs dédiés

Des actifs dédiés ont été constitués pour couvrir les engagements nucléaires de long terme. Voir la section 6.1, note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

(1) Disponible sur le site www.framatome.com

1.4.1.1.5 Arabelle Solutions

Le 31 mai 2024, EDF a acquis les activités nucléaires de GE Vernova portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, à l'exception des activités de services sur le continent américain. Ces activités, employant environ 3 300 collaborateurs, sont sous le pilotage d'Arabelle Solutions, une filiale détenue à 100% par EDF.

Les activités d'Arabelle Solutions sont liées essentiellement à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires :

- activité Nouveau nucléaire : conception, fabrication et installation d'équipements cœurs de l'îlot conventionnel (dont la turbine Arabelle et l'alternateur Gigatop) pour les nouvelles installations nucléaires, pouvant notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor) ;*
- activité Services : maintenance et mises à niveau de ces équipements pour les centrales nucléaires existantes.

Arabelle Solutions fournit également des turbines pour des activités navales notamment les sous-marins britanniques à propulsion nucléaire.

Arabelle Solutions emploie environ 3 400 collaborateurs, répartis dans 15 pays, principalement en France (2 200 salariés, soit environ 70 % des effectifs), en Inde (environ 400 salariés) et au Royaume-Uni (environ 300 salariés).

Arabelle Solutions exploite principalement les actifs industriels suivants, situés dans ces trois pays :

- le site de Belfort, où sont usinés les turbines Arabelle et les alternateurs de très grande puissance (au-delà de 1 000 MW) ;
- l'usine de Sanand, en Inde, spécialisée dans les turbines de petite (SMR) et moyenne puissance (nucléaire indien notamment) ;
- deux ateliers de réparation : l'un à La Courneuve, pour les turbines et les pompes, et l'autre à Rugby, au Royaume-Uni, qui s'occupe de la réparation des alternateurs et des turbines de moyenne puissance et qui fabrique également les turbines qui équipent actuellement les sous-marins nucléaires britanniques ;
- une installation industrielle située à Ludres, spécialisée dans le traitement de l'obsolescence, la production et la réparation des cartes électroniques pour les centrales nucléaires.

Arabelle Solutions est implantée à ce jour, soit industriellement, soit commercialement, dans une vingtaine de pays dans le monde.

Arabelle Solutions dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international. La technologie d'Arabelle Solutions est présente sur un tiers du parc mondial installé. Arabelle Solutions effectue des opérations de maintenance sur plus de 100 tranches nucléaires chaque année.

Arabelle Solutions participe aux côtés d'EDF à la construction, à la mise en service et à la maintenance des îlots conventionnels de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C, ainsi qu'à la préparation de la construction des projets EPR en France (Programme EPR2) et au Royaume-Uni (Sizewell C).

Arabelle Solutions participe également aux projets Rosatom de construction des centrales nucléaires d'Akkuyu en Turquie, d'El Dabaa en Égypte et d'extension de la centrale de Paks en Hongrie (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

Figurent parmi les principales réalisations d'Arabelle Solutions en 2024 plusieurs opérations de réparation de composants critiques sur le parc français existant pour le compte d'EDF et en Afrique du Sud pour le compte du client Eskom (contrat Steam Generator Retrofit sur l'unité 1 de la centrale de Koeberg). Arabelle Solutions amorce sa croissance sur le marché des Services dans un environnement global toujours fortement concurrentiel. Les livraisons d'équipements pour les clients internationaux se sont néanmoins déroulées sans encombre.

Concernant les projets du nouveau nucléaire, des étapes importantes ont été franchies sur les projets Flamanville 3 en France, Hinkley Point C au Royaume-Uni, EPR2, Akkuyu en Turquie ou encore El Dabaa en Égypte.

1.4.1.2 Production thermique en France continentale

Les moyens de production thermique constituent l'une des composantes importantes du mix électrique pour assurer, en temps réel, l'équilibre production/consommation. Ils répondent aux fluctuations de la consommation d'électricité et de la production des énergies renouvelables (solaire et éolien en particulier). Ils contribuent à assurer un niveau de tension et de fréquence adéquat sur le réseau. Ce rôle devrait aller grandissant avec l'insertion massive de moyens de production intermittents dans les systèmes électriques français et européen.

1.4.1.2.1 Le parc de production thermique d'EDF en France continentale

Au 31 décembre 2024, le parc thermique en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant sur le plan du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire (en MW)	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2024	Capacité totale (en MW)	Année de mise en service	Production (énergie nette en TWh) Au 31/12/2024	Au 31/12/2023
Charbon	580	2	1 160	en 1983 et 1984	0,20	0,25
Turbines à combustion fioul, gaz et bi-combustibles (gaz et fioul)	85	4	340	en 1980 et 1981	0,31	0,46
	203	1	203	en 1992		
	134	1	134	en 1996		
	125-129	2	254	en 1998 et 2007		
	185	2	370	en 2010		
	179-182	3	542	en 2008 et 2009		
Cycles combinés gaz	427	1	427	en 2011	2,15	6,01
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	585	1	585	en 2016		

La production en 2024

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2024, 0,6 % de sa production totale d'électricité. Le parc dispose, à fin 2024, d'une puissance installée en fonctionnement de 4 945 MW.

La production thermique (énergie nette) a représenté 2,66 TWh en 2024 avec un fonctionnement plus faible qu'en 2023 (6,72 TWh). En 2024, les tranches charbon ont fourni 0,2 TWh, les cycles combinés gaz (CCG) 2,15 TWh et les turbines à combustion (TAC) 0,31 TWh.

L'enjeu pour ces moyens de production thermiques, sollicités de façon variable tout au long de l'année, est d'assurer une fiabilité et une disponibilité maximales. La capacité d'adaptation du parc à un fonctionnement soutenu a été démontrée. En particulier, les TAC ont été fortement sollicitées et ont affiché un très bon taux de réponse lorsqu'elles ont été appelées à fonctionner.

1.4.1.2.2 Les enjeux de la production thermique

Un parc thermique en cours d'adaptation

Entre 2013 et 2015, EDF a procédé à la mise à l'arrêt définitif de dix unités de production charbon.

EDF a procédé à l'arrêt définitif de la centrale du Havre au 1er avril 2021.

En septembre 2024, **les conditions technico-économiques de réalisation du projet Ecocombust n'étant pas réunies, EDF a annoncé ne pas poursuivre le projet de reconversion à la biomasse de la centrale thermique de Cordemais** et envisager l'arrêt définitif des deux dernières tranches charbon, situées à Cordemais, à l'horizon 2027.

Un plan d'action pour limiter l'empreinte environnementale des autres moyens de production thermique en France continentale.

Un chantier stratégique « thermique décarboné », transverse au Groupe, a été lancé en 2021 et a permis d'identifier les différents dispositifs ou techniques permettant la décarbonation de moyens de production thermique existants fonctionnant actuellement avec des combustibles fossiles ou la construction de moyens neufs thermiques décarbonés.

Dans ce cadre, des feuilles de route ont été définies et sont en cours de mise en œuvre pour instruire l'ensemble des opportunités de décarbonation des moyens de production existants et pour permettre la maîtrise des solutions pour développer de nouvelles capacités thermiques décarbonées en cas de besoin du système électrique.

Ainsi, des essais de fonctionnement avec un bioliquide (*Hydrotreated Vegetable Oils*, conforme à la directive RED II) ont été conduits sur deux turbines à combustion (TAC) en juillet 2023 (Brennilis) et juin 2024 (Vaires sur Marne).

Les résultats de ces essais, positifs tant sur les aspects techniques qu'environnementaux, permettent de confirmer la pertinence de cette solution de décarbonation.

Émissions du parc thermique

En 2024, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 1,3 million de tonnes de CO_2 (contre 2,9 millions de tonnes en 2023). Le contenu CO_2 du kWh produit en 2024 s'élève à 477 g/kWh net (contre 425 g/kWh net en 2023). Cette hausse résulte d'une utilisation moins importante des tranches gaz dans le mix de production thermique d'EDF, qui ont contribué à hauteur de 81 % de la production du parc thermique en 2024 (contre 89 % en 2023) et par voie de conséquence la contribution relative plus importante des tranches charbon, qui ont représenté près de 7,6 % de la production du parc thermique en 2024 (contre environ 4 % en 2023). Pour rappel, en 2010, le contenu CO_2 du kWh produit était de plus de 900 gCO_2/kWh net.

En 2024, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 290 tonnes de SO_2, 941 tonnes de NO_x et 5 tonnes de poussières. Ramenés au kWh produit, les rejets de polluants ont été réduits, par rapport à 2010, de plus de 30 fois pour les NO_x, de plus de 165 fois pour le SO_2 et de 500 fois pour les poussières. Ces réductions drastiques d'émission ont été rendues possibles par :

- la mise à l'arrêt des centrales thermiques les plus anciennes ;
- la rénovation et l'installation d'équipements de traitement des fumées selon les meilleures techniques disponibles sur les centrales charbon les plus récentes ;
- l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite ;
- la mise en service de cycles combinés au gaz naturel.

À titre d'exemple, les tranches de Cordemais sont équipées de systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxydes d'azote) ainsi que de dépoussiéreurs qui captent la quasi-totalité des poussières.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux émissions

Plusieurs dispositions du Code de l'énergie modifient le plafond des émissions de gaz à effet de serre pour certaines installations de production d'électricité et prévoient également une obligation de compensation des émissions de gaz à effet de serre résultant du rehaussement du plafond précité. Cette compensation permet de financer des projets respectant les principes fixés à l'article L. 229-55 du Code de l'environnement.

Les activités de production thermiques sont également soumises à d'autres réglementations spécifiques issues de plusieurs directives européennes (directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »), directive n° 2016/2284 relative à la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques, directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (directive IED) telle que modifiée par la directive 2024/1785 du 24 avril 2024.

Arrêt du parc fioul

EDF a arrêté définitivement l'exploitation de sa dernière centrale thermique fonctionnant au fioul lourd, à Cordemais, au printemps 2018.

Modernisation du parc de production thermique avec les cycles combinés au gaz naturel

EDF a mis en service :

- un premier cycle combiné au gaz naturel (CCG) en France sur le site de Blénod en 2011 ;
- deux cycles combinés à Martigues en 2012 et 2013 ;
- un cycle combiné de nouvelle génération à Bouchain en 2016, en partenariat avec General Electric.

Cette modernisation du parc thermique permet de réduire les émissions atmosphériques de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre.

Les CCG de Martigues résultent de la transformation (*repowering*) des anciennes tranches fioul, dont une partie des installations (turbine à vapeur, condenseur ou installations de traitement d'eau) a été réutilisée. La puissance installée du site de Martigues est de 930 MW. Son rendement est de plus de 50 %, nettement supérieur à celui des tranches thermiques charbon.

Le CCG de Bouchain présente des caractéristiques innovantes en termes de puissance (près de 600 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (supérieur à 60 %). Il démontre également de bonnes performances environnementales. Les émissions de CO_2 sont de l'ordre de 360 g/kWh, soit une division par presque 3 par rapport à celles de l'ancienne centrale charbon voisine arrêtée en 2015.

Déconstruction des tranches arrêtées du parc thermique

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction des tranches arrêtées ou dont l'arrêt est programmé. Des provisions ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites [1].

EDF a poursuivi en 2024 les travaux de déconstruction sur les installations mises en retrait définitif d'exploitation.

EDF est par ailleurs attentive à préserver au mieux le potentiel de ses sites par une allocation raisonnée des espaces et la mise en œuvre d'une veille locale sur la réglementation d'urbanisme propre à sécuriser ses besoins. Cette gestion différenciée des espaces et des sols permet de libérer progressivement le foncier d'EDF de contraintes d'occupation (libération de nouvelles ressources foncières, de potentiel de biodiversité ou de désartificialisation des sols). Elle tient compte des besoins du Groupe, tout en accompagnant les territoires dans le développement de nouvelles activités.

Cadre réglementaire

La réglementation applicable lors de la cessation d'activité

Les centrales thermiques à flamme sont soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) codifiées dans le Code de l'environnement. Les activités relevant de la législation des installations classées sont énumérées dans une nomenclature qui les soumet à un régime de déclaration, d'enregistrement, ou d'autorisation en fonction de l'importance des risques et des inconvénients qui peuvent être engendrés. Cette réglementation impose notamment, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains ainsi que pour certaines installations la constitution de garanties financières destinées à assurer, suivant la nature des dangers ou inconvénients de chaque catégorie d'installations, la surveillance du site et le maintien en sécurité de l'installation, les interventions éventuelles en cas d'accident avant ou après la fermeture, et la remise en état après fermeture.

1.4.1.3 Production à partir des énergies renouvelables et stockage

Le groupe EDF est aujourd'hui un acteur européen majeur des énergies renouvelables et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne.

La production hydraulique est la plus importante des énergies renouvelables du Groupe. Le Groupe est également leader dans le développement de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire.

Au total, les énergies renouvelables représentent plus du quart de la capacité totale du Groupe.

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.2.2.1.2.1.2 « Production bas carbone » - « Feuille de route de hausse de la production bas carbone du Groupe ».

(1) Voir la section 6.1, la note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES DU GROUPE DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À FIN 2024 (1)

(en MW)	Hydraulique	Éolien	Photovoltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 551	2 071	1 024	454	1	240	24 340
Europe hors France	1 191	2 004	520	4			3 719
Amérique	205	4 819	2 647				7 671
Asie	432	1 006	690	23			2 152
Afrique (2)	120	310	1 185				1 615
Capacités nettes installées totales	**22 500**	**10 211**	**6 066**	**480**	**1**	**240**	**39 497**

(1) Proportionnellement au pourcentage de détention.
(2) Y compris pays du Moyen-Orient.

1.4.1.3.1 Production hydroélectrique en France

1.4.1.3.1.1 Le parc de production hydroélectrique d'EDF

L'hydroélectricité est la première source d'électricité renouvelable et la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire en France. Cette filière est importante pour le système électrique par sa flexibilité et son apport en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau.

Au périmètre d'EDF, le parc compte 424 centrales à fin 2024, avec un âge moyen de 79 ans (1).

Centrales de production hydroélectrique	31/12/2024	31/12/2023
Puissance maximale totale *(en GW)*	20,17	20,20
Production totale STEP comprise *(en TWh)*	50,52	38,80

Au périmètre de la France continentale, les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20,17 GW (2), soit 23,3 % de la capacité installée du parc d'EDF. L'énergie productible annuelle s'élève, en moyenne, à une cinquantaine (3) de térawattheures.

Les différents aménagements hydroélectriques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées, dans le cadre d'une gestion multi-usage de l'eau. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en base ou en pointe. Ils offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation.

Catégorie d'aménagement	Puissance de turbinage (MW)	Productible gravitaire moyen sur 60 ans (1) (TWh)
Fil de l'eau	3 646	16,37
Lac	8 160	14,15
Éclusées	3 077	7,76
Transfert d'énergie par pompage (2)	5 045	1,49
Marémotrice	240	0,53

(1) Le productible moyen sur 60 ans est réévalué sur la base du changement climatique déjà constaté.
(2) Seul le productible gravitaire est comptabilisé dans les STEP sans prendre en compte l'énergie de pompage.

1.4.1.3.1.2 La performance du parc de production hydroélectrique

Sur ce périmètre, EDF a consacré, en 2024, plus de 620 millions d'euros (achats externes et main-d'œuvre immobilisée) au développement et à la maintenance de son parc pour un fonctionnement optimisé en toute sûreté.

Un parc fortement automatisé et surveillé à distance

Environ 77 % de la puissance hydraulique installée (soit plus de 15,6 GW) est pilotée à distance avec une gestion centralisée par vallée, depuis des centres de téléconduite capables de modifier leur programme de fonctionnement, à tout instant, pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

Afin d'améliorer la fiabilité des centrales, EDF surveille, depuis ses centres régionaux d'exploitation, les paramètres physiques des machines (température, vibration, etc.). Cette pratique permet de détecter, au plus tôt, toute dérive et d'éviter des incidents par une meilleure connaissance de l'état et du comportement en fonctionnement du matériel.

Deux de ces centres régionaux d'exploitation fonctionnent désormais en tant que centres d'appui et de service 24h/24 et 7j/7 pour réaliser un appui à distance à l'exploitant afin de limiter les sollicitations d'astreinte et fournir un support technique aux intervenants lorsqu'elles sont nécessaires.

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2024

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydroélectrique peut varier significativement suivant les années. L'année 2024 se caractérise par une hydraulicité très excédentaire et une bonne performance de production.

En anticipation des besoins liés au développement des énergies renouvelables variables (éolien, solaire), l'accent est mis sur l'accroissement de la flexibilité des moyens de production hydroélectrique et sur l'adaptation fine du pilotage des centrales.

1.4.1.3.1.3 La sûreté hydraulique

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière des barrages qui contribuent à la sûreté hydraulique. La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation. Elle vise à assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. Il s'agit d'une préoccupation majeure et permanente du producteur.

Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation, c'est-à-dire des risques induits par les variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues pour assurer la sécurité des installations et des populations ;

(1) Moyenne arithmétique par glissement de 1 an sur parc constant recalculé en 2021.
(2) Hors Outre-mer et Corse.
(3) Énergie productible annuelle hors usine de la Rance.

- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État. En France [1], 237 barrages classés A et B font l'objet d'une étude de dangers réalisée respectivement tous les dix ans et quinze ans. Cette étude consolide une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées s'inscrivant dans une démarche de réduction des risques [2]. Pour les 67 barrages les plus importants, une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») est mise en œuvre.

Voir également la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1F « Atteinte à la sûreté hydraulique ».

L'année 2024 a été marquée par de nombreuses situations de crues sur la plupart des aménagements exploités par EDF.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable en matière de sécurité et sûreté des ouvrages

Le Code de l'environnement comporte, à ses articles R. 214-112 et suivants, des dispositions applicables à la sécurité et à la sûreté des ouvrages hydroélectriques autorisés et concédés. Les barrages sont répartis en trois classes (A, B, C) en fonction de leurs caractéristiques, notamment leur hauteur et le volume de la retenue. Selon ce classement et le régime juridique de l'ouvrage, la réglementation impose à l'exploitant, ou au concessionnaire, un certain nombre d'obligations pour garantir leur sécurité et leur sûreté.

1.4.1.3.1.4 Les enjeux de la production hydroélectrique

L'énergie hydraulique constitue un élément essentiel de la transition énergétique, à la fois par le caractère décarboné de sa production, mais aussi par sa flexibilité et sa capacité de stockage, sans commune mesure avec les autres moyens de stockage d'énergie. L'hydroélectricité joue aussi un rôle majeur dans la gestion de la ressource en eau sur les territoires.

Le renouvellement des concessions

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux installations hydroélectriques en France

Les installations hydroélectriques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions accordées par l'État (pour les ouvrages dont la puissance est supérieure à 4,5 MW) ou d'autorisations préfectorales (pour les ouvrages de moins de 4,5 MW).

Le Code de l'énergie précise que l'octroi d'une concession d'énergie hydroélectrique est précédé d'une publicité et d'une mise en concurrence selon les modalités prévues par le Code de la commande publique.

Conformément à l'article L. 523-2 du Code de l'énergie, les concessions hydroélectriques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par les articles L. 521-16-2 ou L. 521-16-3 dudit Code, font l'objet d'une redevance annuelle proportionnelle aux recettes issues de la concession. Cette redevance est versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés.

EDF exploite les installations qui lui sont concédées comme celles soumises au régime d'autorisation en alliant amélioration énergétique, gestion de l'eau, prise en compte de la biodiversité, rémunération de l'État et des collectivités au travers des redevances, et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation.

D'une durée initiale de 75 ans [3], la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans.

Fin 2024, 36 titres de concessions, pour une puissance de plus de 3 600 MW n'avaient pas été renouvelés par le concédant.

Voir également la section 2.2.3 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques », risque 3B « Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques ».

L'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques

EDF est soucieux de contribuer au développement durable et partagé des territoires, généralement ruraux et montagnards, parfois isolés, situés à proximité des ouvrages de production hydroélectrique. EDF fonde sa relation au territoire en agissant en exploitant responsable et en industriel de long terme dans les vallées.

La relation d'EDF aux territoires hydrauliques s'articule autour de deux leviers principaux :

- l'emploi en essayant de maximiser les retombées économiques locales. EDF Hydro [4] réalise 78 % de l'ensemble de ses achats sur les territoires hydrauliques au bénéfice du tissu industriel de proximité. EDF Hydro référence ainsi plus de 6 278 entreprises locales. L'empreinte emploi des activités hydroélectriques d'EDF en France métropolitaine est estimée à 4 664 emplois indirects [5]. EDF est également engagée depuis plus de dix ans aux côtés des acteurs économiques et institutionnels des vallées, avec le programme *« EDF Une rivière, un territoire »* qui a permis de créer, ou de préserver, plus de 730 emplois par l'octroi de prêts participatifs à une soixantaine d'entreprises locales ;
- le dialogue permanent avec les acteurs économiques, politiques et associatifs des territoires concernés, en particulier les usagers de l'eau et les acteurs de l'environnement :
  - pour la gestion équilibrée des ressources. Après des années 2022 et 2023 de « manque d'eau », les campagnes de soutien d'étiage ont eu à gérer des débits importants. Par exemple, sur la Durance, EDF a dû faire face à une succession de 12 épisodes de crues jusqu'à la fin du mois de juin 2024, avec une fonte de neiges qui s'est poursuivie tardivement jusqu'à la première quinzaine de juillet et a intégré l'ensemble des contraintes des parties prenantes dans une gestion dynamique et anticipative des volumes notamment sur la retenue de Serre-Ponçon (Hautes-Alpes et Alpes-de-Haute-Provence) dont les extrêmes ont été à fin mai un creux de remplissage de 320 millions m^3 et une capacité maximale de stockage de 1,2 milliard m^3 atteinte sur la période juin-juillet. Les aménagements hydroélectriques de la Durance et du Verdon ont, ainsi, été fortement mobilisés en vue de maîtriser la trajectoire de remplissage des retenues et leur permettre d'accueillir les importants volumes d'eau attendus en intégrant les contraintes de débouché en aval (nouvelles modalités d'exploitation estivales sans turbinage d'eau vers l'étang de Berre, impossibilité de débit durant deux mois à la restitution du canal de Mallemort en raison des chantiers du Syndicat mixte d'aménagement de la vallée de la Durance). EDF a donc décidé d'assurer une phase de déstockage de la retenue de Serre-Ponçon du 1er au 15 juillet 2024, jusqu'à 776 mètres NGF [6], en anticipation des apports en eau attendus et en prévision de la fermeture des barrages tout en garantissant les débits nécessaires à l'alimentation des prélèvements agricoles et le débit réglementairement réservé. Les niveaux de remplissage des retenues de Serre-Ponçon, Castillon (Alpes-de-Hautes-Provence) et Sainte-Croix (Var et Alpes-de-Hautes-Provence) durant l'été ont donc été favorables pour le multi-usage,

(1) France métropolitaine et départements et régions d'outre-mer (DROM), filiales à 100 % comprises.
(2) Pour en savoir plus, consulter le rapport de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site Internet d'EDF.
(3) Conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.
(4) EDF Hydro est la division d'EDF S.A. en charge de l'exploitation des ouvrages hydrauliques concédés ou autorisés en France continentale et des activités d'ingénierie associées.
(5) Conformément aux définitions académiques couramment acceptées et sur la base d'un montant d'achat adressé en 2024 au tissu économique français et d'un contenu en emploi indirects par million d'euros sur 64 secteurs économiques, basé sur les données économiques de l'Insee.
(6) NGF: nivellement général de France, relevé altimétrique permettant de disposer d'une côte d'eau en valeur absolue.

> pour une démarche volontaire de dialogue et concertation. EDF mène de nombreux dialogues territoriaux et concertations. À titre d'exemple, dans le cadre du projet Vouglans - Saut-Mortier (projet d'installation d'une turbine-pompe en rive gauche de la retenue de Saut-Mortier, à proximité immédiate de l'actuelle usine hydroélectrique dans le Jura pour une mise en service à l'horizon 2030), EDF a organisé, dès le lancement des études en 2020 et jusqu'en avril 2023, une démarche de concertation volontaire, importante et ciblée qui a conduit à plusieurs évolutions du projet, pour trouver le meilleur optimum entre les enjeux énergétiques, environnementaux et d'usage de l'eau. Cette démarche a d'ailleurs été soulignée lors de l'enquête publique qui s'est déroulée entre mai et juin 2023. Le projet est entré depuis l'été 2024 dans la phase de travaux, le dialogue et la concertation se poursuivent.

La gestion de l'accès à l'eau

La capacité maximale [1] des barrages exploités par EDF en France est de près de 7 milliards de mètres cubes d'eau. Outre son rôle de producteur hydroélectrique, EDF participe à la gestion durable et locale de la ressource en eau.

EDF soutient les débits de nombreuses rivières l'été au bénéfice des milieux aquatiques et des autres usages de l'eau : eau potable, irrigation, activités sportives et de loisir en rivière.

La gestion de l'eau est assurée en concertation avec les différentes parties prenantes via notamment des conventions sous l'égide de l'État, autorité concédante, avec les élus locaux, pêcheurs, agriculteurs, responsables de sites touristiques et industriels. EDF est, en effet, un acteur à part entière de la gouvernance de la gestion de l'eau dans les territoires. Il a ainsi mis en place une mission originale de « délégués coordonnateurs de bassin ». Elle permet d'organiser et d'assurer une présence de tous les métiers d'EDF dans les instances de l'eau comme les Comités de bassin ou les Conseils d'administration des Agences de l'eau pour le compte de l'UFE [2].

Les actions d'adaptation au changement climatique

EDF a depuis toujours dû s'adapter à la variabilité naturelle hydrométéorologique, pouvant conduire à des variations importantes de son productible d'une année sur l'autre à l'échelle de la France continentale. De nombreux chantiers ont été lancés depuis plusieurs années sur l'adaptation des ouvrages, les modes d'exploitation, la conception des installations hydroélectriques mais aussi la concertation sur une gestion responsable de l'eau (voir *supra*). Une coordination de ces travaux sur l'adaptation au changement climatique de la production hydroélectrique d'EDF a été lancée en 2021 et a donné lieu à la validation en Comité exécutif RSE fin 2023, du projet ARCHE (Adaptation et résilience climatique de l'hydroélectricité à EDF) dans une démarche structurée autour de 3 enjeux (sûreté des installations et des personnes, haut niveau de performance économique et environnemental et contribution essentielle dans la gestion du multi-usage de l'eau) et objectivée sur 4 axes majeurs d'adaptation (connaissances, patrimoine, exploitation et résilience des territoires) déclinés en une cinquantaine d'actions.

Ainsi, différentes actions ont été lancées ou réalisées en 2024, des études de réhausse de barrages comme celui de Laparan (Ariège) à la finalisation d'un modèle de Jumeau numérique de bassin versant (JNBV) permettant d'évaluer les impacts des évolutions climatiques et anthropiques sur la gestion de la ressource en eau à l'échelle de la Loire aux horizons 2050 et 2100, en passant par l'adaptation d'ouvrages comme l'emblématique centrale à Chamonix (Haute-Savoie) qui turbine l'eau de la fonte de la Mer de Glace. EDF y a finalisé, en 2024, un investissement de 2,8 millions d'euros permettant une récupération des eaux en surface en aval des précédentes installations, résiliente et adaptée quelle que soit la vitesse de fonte du glacier.

1.4.1.3.2 Autres énergies renouvelables

La biomasse et le biogaz

Par le biais de ses participations, le groupe EDF détient des parts en France (notamment via Dalkia) et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois énergie comme combustible. Il s'engage depuis plusieurs années dans le développement de la méthanisation pour valoriser le biogaz produit, tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

L'énergie géothermique

Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'appuie d'une part sur sa filiale Électricité de Strasbourg. Elle opère deux installations industrielles en Alsace, l'une de chaleur sur le site de Rittershoffen, Ecogi, à destination d'un industriel local et l'autre de production d'électricité sur le site de Soultz-sous-Forêts.

D'autre part, Dalkia est spécialisée depuis plus de 40 ans dans la géothermie. Dalkia exploite plusieurs installations en France, en géothermie profonde (une vingtaine en Île-de-France) et en géothermie de surface.

1.4.1.3.3 L'activité d'EDF Renouvelables

Hors hydraulique, l'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté en grande partie par sa filiale EDF Renouvelables. L'ensemble des sociétés d'EDF Renouvelables employait 5 358 personnes au 31 décembre 2024 en France et à l'étranger.

EDF Renouvelables s'inscrit dans la dynamique du marché en restant très présente dans l'éolien terrestre tout en accélérant dans les filières du solaire photovoltaïque et de l'éolien maritime.

Elle poursuit également son développement dans le secteur du stockage, notamment à travers l'installation de batteries de grande échelle.

EDF Renouvelables participe également au développement du Groupe dans l'hydrogène bas carbone avec comme ambition de se positionner comme un acteur européen majeur pour décarboner l'industrie et la mobilité lourde (voir la section 1.4.6.3 « L'activité Hydrogène d'EDF »).

Enfin, EDF est présente dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire en toiture) sur le marché des particuliers et des clients entreprises. Elle est présente tant en France (via la filiale EDF solutions solaires) qu'à l'étranger (via EDF Renouvelables), notamment aux États-Unis, en Chine, au Royaume-Uni et depuis 2021, au Vietnam, en Israël et en Allemagne.

EDF Renouvelables s'inscrit dans une dynamique de forte croissance de ses capacités installées (10 % de taux de croissance annuel composé sur les cinq dernières années). Au 31 décembre 2024, elle dispose d'une capacité installée brute de 23 219 MW, d'une capacité nette installée de 14 175 MW et de 8 404 MW bruts en cours de construction. Le portefeuille de projets en développement et sécurisé représente 71 GW [3] à fin 2024.

Présente dans près de 25 pays, EDF Renouvelables figure parmi les acteurs de référence du développement et de la production d'électricité issue des énergies renouvelables. Ses principales zones d'implantations historiques sont l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l'Europe, à commencer par la France et le Royaume-Uni. EDF Renouvelables a par ailleurs engagé un rééquilibrage géographique de ses activités. Elle renforce sa présence dans d'autres pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables tels que l'Afrique du Sud, le Brésil, la Chine, l'Inde, les Émirats arabes unis, l'Arabie saoudite, le Maroc ou Oman.

(1) À distinguer du volume utile qui peut réellement être exploité compte tenu des caractéristiques des aménagements : hauteur des prises d'eau, etc., et qui est nécessairement moindre.
(2) UFE : Union française de l'électricité.
(3) Y compris le stockage.

EDF Renouvelables est un acteur intégré du secteur des énergies renouvelables. EDF Renouvelables intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF Renouvelables est active en amont dans le développement de projets, dans l'ingénierie lors de la construction des parcs éoliens et solaires, et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites. Selon les cas, EDF Renouvelables développe des projets seule ou en partenariat. Au 31 décembre 2024, son portefeuille de capacités installées nettes se répartit comme suit : 60,3 % d'éolien, 37,0 % de solaire et 2,7 % de stockage. EDF Renouvelables a engagé un rééquilibrage technologique en accélérant son développement dans le solaire.

Dans le cadre de son modèle d'activité, le Groupe réalise également des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS). Elles consistent à céder tout ou partie des projets qu'il a construits à des tiers investisseurs. À ce titre, la capacité des actifs cédés sur l'année 2024 s'élève à 1 221 MW bruts.

1.4.1.3.3.1 Le parc

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

	Au 31/12/2024		Au 31/12/2023	
(en MW)	Brute [1]	Nette [2]	Brute [1]	Nette [2]
Éolien				
Afrique du Sud	145	74	145	73
Allemagne	164	162	164	162
Arabie saoudite	426	152	426	152
Belgique [3]	325	32	325	27
Brésil	824	824	951	768
Canada	807	599	807	599
Chili	175	88	175	88
Chine	1 001	485	1 001	476
États-Unis	3 527	2 829	3 623	2 925
France	2 826	2 059	2 547	1 959
Grèce	264	238	264	238
Inde	571	459	571	459
Maroc	187	84	87	34
Mexique	324	162	324	162
Pologne	68	68	68	68
Royaume-Uni [4]	875	245	635	183
Turquie	0	0	0	0
Total éolien [5]	**12 511**	**8 559**	**12 115**	**8 372**
Solaire				
Arabie saoudite	388	133	388	133
Brésil	399	399	399	199
Canada	61	42	61	42
Chili	115	58	115	58
Chine	311	311	299	299
Égypte	167	82	167	82
Émirats arabes unis	3 165	590	3 165	590
États-Unis	2 638	1 572	1 474	971
France	923	920	682	679
Grèce	172	156	172	156
Inde	663	332	663	332
Irlande	27	14	27	14
Israël	616	366	589	349
Mexique	120	120	120	120
Royaume-Uni	221	113	218	111
Vietnam	90	47	83	43
Total solaire [5]	**10 076**	**5 254**	**8 621**	**4 177**
Stockage				
Allemagne	2	2	2	2
Chine	10	3	10	3
Égypte	1	1	1	1
États-Unis	366	229	216	154
Royaume-Uni	253	129	200	102
Total stockage [5]	**632**	**363**	**429**	**260**
Total [5]	**23 219**	**14 175**	**21 165**	**12 809**

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Renouvelables est actionnaire.

(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Renouvelables.

(3) Il s'agit de mégawatts en éolien offshore exclusivement.

(4) EDF Renouvelables détient 51 % d'EDF Renouvelables UK (les 49 % restants étant détenus par EDF Energy).

(5) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

1.4.1.3.3.2 Les filières et faits marquants

Pour un détail des activités renouvelables en Italie et en Belgique, voir respectivement les sections 1.4.5.2 « Italie » et 1.4.5.3.1 « Europe du Nord ».

La filière éolienne

L'éolien terrestre (*onshore*)

EDF Renouvelables totalise 10 363 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation au 31 décembre 2024. Les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 1 660 MW bruts au 31 décembre 2024.

France
En 2023, EDF Renouvelables a poursuivi son développement en lançant la construction de six projets éoliens pour un volume de près de 95 MW et a remporté 106 MW aux appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

EDF Renouvelables a également réalisé son premier *repowering* éolien en France métropolitaine sur le parc éolien d'Oupia, portant sa puissance maximale de 8,1 MW à 20,7 MW. En 2024, EDF Renouvelables a mis en service les *repowering* des parcs éoliens de Saint Simon (12 MW bruts) et de Tenesa (11,7 MW).

Afrique du Sud
EDF Renouvelables poursuit la construction de plusieurs projets éoliens pour un total de 791 MW bruts.

EDF Renouvelables a mis en place avec son partenaire Anglo American une joint-venture appelée Envusa Energy qui joue le rôle de *trader* entre les projets « producteurs » (*generator*) d'un côté et les mines « consommatrices » (*offtaker*) de l'autre.

Arabie saoudite
EDF Renouvelables, leader du consortium avec Masdar et Nesma, a mis en service en 2022 le parc éolien de Dumat Al Jandal. D'une capacité installée de 426 MW bruts, ce parc éolien est le premier d'Arabie saoudite et le plus puissant du Moyen-Orient. Depuis juillet 2022, le parc produit à pleine puissance et fournit plus de 70 000 foyers en électricité d'origine renouvelable.

Brésil
Implanté sur le territoire brésilien depuis 2015, EDF Renouvelables figure parmi les leaders du pays dans le secteur des énergies renouvelables. La première phase du parc éolien Serra do Seridó dans l'État de Paraíba, totalisant 242 MW a été mise en service en juillet 2023. La seconde phase totalisant 238 MW a été mise en service le 18 juillet 2024.

En outre, EDF Renouvelables a lancé la construction du projet éolien de Serra das Almas, dans l'État de Bahia totalisant 261 MW.

Canada
EDF Renouvelables a mis en service en 2023 le parc Cypress 1 totalisant 200 MW.

Inde
EDF Renouvelables a achevé en 2023 la mise en service des 112 turbines du projet Kabini (SECI V) dans l'État du Gujarat totalisant 302 MW.

En 2023, EDF Renouvelables a signé un contrat d'achat d'énergie (PPA) pour 100 MW d'éolien dans le cadre des enchères GUVNL4.

EDF Renouvelables a également mis en construction deux projets pour une puissance totale de 130 MW.

Maroc
EDF Renouvelables poursuit la construction en *repowering* de son parc éolien de Koudia (100 MW), dont la mise en service a été effectuée en juillet 2024.

Après avoir finalisé la construction de la première phase du projet éolien de Taza (87 MW) en septembre 2022, projet détenu en consortium avec le partenaire japonais Mitsui, la phase 2 a été lancée en octobre 2024, portant la capacité installée jusqu'à 100 MW. La mise en service de la phase 2 est prévue le premier semestre 2026.

Royaume-Uni
En 2023, deux projets d'EDF Renouvelables au Royaume-Uni, le parc éolien de Clash Gour (223 MW) et celui de Heathland (80 MW), ont obtenu leur *Contract for Difference* (CfD) pour une partie de leur production.

Chine
Mise en construction du projet éolien de Qinzhou pour une puissance totale de 155 MW.

L'éolien en mer (*offshore*)

L'éolien *offshore* représente pour EDF Renouvelables un axe fort de développement. L'entreprise est déjà présente sur le marché de l'éolien en mer à travers près de 21 GW bruts de projets en développement, en construction, en exploitation ou en gestion d'exploitation et maintenance. EDF Renouvelables est présente en Belgique, au Royaume-Uni, en France, en Irlande et plus récemment en Chine et aux États-Unis.

France
EDF Renouvelables est le leader de l'éolien en mer.

Trois projets ont été remportés en 2012, à savoir les parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, Fécamp, et Calvados. Ils totalisent une capacité de 1 425 MW et représentent un investissement total d'environ 6 milliards d'euros. Le montage partenarial associe EDF Renouvelables, Enbridge Inc. et Skyborn pour les projets de Fécamp et Calvados. Pour le projet de Saint-Nazaire, EDF Renouvelables est associée à Enbridge Inc. Le premier parc éolien en mer de France, Saint-Nazaire dont la construction a été lancée fin 2019, a été mis en service fin novembre 2022.

La construction du parc éolien en mer de Fécamp a débuté en 2020. La sous-station électrique et les 71 fondations ont été installées en mer durant l'été 2022. La mise en service complète du parc a été réalisée en mai 2024.

La construction du parc éolien en mer du Calvados, au large des côtes du Bessin, a été lancée en février 2021. Une commande de pales recyclables a été réalisée pour 10 éoliennes en 2022. La connexion à terre entre le parc éolien et le réseau électrique est en cours d'achèvement. L'installation des fondations a été lancée dans le courant de l'automne 2024.

EDF Renouvelables mène par ailleurs, aux côtés d'une entité détenue conjointement par le groupe Enbridge et le fonds d'investissement du régime de pensions du Canada CPPIB (*Canada Pension Plan Investment Board*), un projet de parc pilote (Provence Grand Large) en mer Méditerranée basé sur la technologie de l'éolien flottant. Sa construction s'est poursuivie en 2023 avec l'assemblage des turbines sur les flotteurs. L'installation en mer des turbines est terminée et les travaux de raccordement sont en cours. La mise en service est attendue début 2025.

Le projet de Dunkerque, d'une capacité installée de près de 600 MW, a été remporté en juin 2019 par un consortium constitué d'EDF Renouvelables et des sociétés Innogy (actuel RWE) et Enbridge. En 2021, à la suite du retrait de RWE du projet, EDF Renouvelables et Enbridge ont rehaussé leur participation dans le projet et détiennent désormais chacun 50 % des parts. Ce consortium en charge de la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc et RTE, en charge du raccordement électrique, poursuivent la phase de concertation du projet, dans le prolongement du débat public organisé par la Commission particulière du débat public qui s'est tenue au quatrième trimestre 2020. Les autorisations du projet sont en cours d'instruction et l'enquête publique s'est tenue à l'été 2024.

EDF Renouvelables a remporté, aux côtés de Maple Power, une entité détenue conjointement par le groupe Enbridge et le fonds d'investissement du régime de pensions du Canada CPPIB, en mars 2023 le projet de parc éolien en mer Manche Normandie à la suite de l'appel d'offres « AO4-Centre Manche 1 » de 1 GW lancé par le gouvernement en 2021. Il s'agit du plus grand parc éolien en mer français.

Fin 2024, au terme du sixième appel d'offres éolien en mer, le ministère de l'Industrie et de l'énergie a choisi "Éoliennes Méditerranée Grand Large", la société de projet détenue par EDF Renouvelables et Maple Power, pour assurer la conception, la construction et l'exploitation du parc éolien en mer flottant dit « Golfe de Fos 1 ». Le futur parc éolien en mer Méditerranée Grand Large se situera à 25 km des côtes méditerranéennes. D'une capacité d'environ 250 MW, il devrait fournir l'équivalent de la consommation électrique annuelle d'environ 450 000 habitants.

États-Unis

EDF Renouvelables a constitué fin 2018, avec Shell New Energies U.S. LLC (Shell), une joint-venture codétenue à parité, la société Atlantic Shores Offshore Wind, LLC. Elle a pour objet de développer des éoliennes en mer, sur un site au large du New Jersey (WEA), dans le cadre d'un bail délivré par les autorités fédérales américaines. En juin 2021, la joint-venture a remporté un contrat d'achat d'électricité (PPA) pour une capacité de 1,5 GW à développer. En juillet 2022, la joint-venture a remporté une nouvelle zone maritime au large de l'État de New York dans le cadre d'une vente aux enchères de l'État fédéral pour y développer 1,5 GW de projet.

Royaume-Uni et Irlande

Fin octobre 2024, le parc éolien en mer « Neart na Gaoithe » (localisé en Écosse à 15,5 km au large des côtes de Fife) détenu par EDF Renouvelables en partenariat avec la compagnie d'électricité irlandaise ESB a passé une étape majeure avec l'injection des premiers kWh sur le réseau national britannique, et la mise en service de la première partie du projet pour une puissance de 240 MW. Ce projet a une capacité totale de 450 MW.

Par ailleurs, EDF Renouvelables a remporté en mars 2023 le projet éolien en mer de Codling, d'une capacité de 1,3 GW.

Corée du Sud

En septembre 2024, EDF Renouvelables a fait l'acquisition de son premier projet éolien en mer en Corée du Sud, d'une capacité maximale de 1,5 GW.

La filière solaire photovoltaïque

EDF Renouvelables a accéléré son développement dans le solaire photovoltaïque. Au 31 décembre 2024, la capacité solaire installée s'élève à 10 076 MWc bruts (5 254 MWc nets), en augmentation de 1 077 MWc nets par rapport à fin 2023.

EDF Renouvelables dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 5 370 MWc bruts.

France

EDF déploie une stratégie couvrant tous les segments de marché. Elle repose sur un modèle intégré allant du développement des projets jusqu'à leur exploitation, sur la recherche de l'excellence industrielle et sur un investissement soutenu dans l'innovation. Cette stratégie s'appuie sur la R&D d'EDF et sur le maillage territorial des équipes d'EDF dédiées aux collectivités et aux entreprises. Les terrains ciblés prioritairement sont des sites dits « dégradés ». Il s'agit de friches industrielles, de sites pollués, délaissés ou d'anciennes carrières. Ces sites peuvent bénéficier d'une seconde vie avec le développement de projets photovoltaïques. L'entreprise cherche également à développer des projets solaires agrivoltaïques.

En 2024, EDF Renouvelables a mis en service 16 centrales solaires pour une puissance totale de 241 MW bruts et mis en construction 15 parcs pour une puissance de 318 MW.

L'innovation vient également en soutien du développement du solaire photovoltaïque avec :

- l'agrivoltaïsme : à savoir le développement d'installations de production d'énergie solaire au-dessus de certaines productions agricoles. EDF Renouvelables a inauguré en 2023 un projet pilote, Vitisolar, au-dessus de vignes près de Bordeaux ainsi que le démonstrateur ADELI dans le Gard où, sous les panneaux, la culture du riz est en rotation avec celle de la luzerne. En juin 2024, EDF Renouvelables a également lancé EVAPORE, un démonstrateur sur pommiers ;
- le solaire flottant : EDF Renouvelables a inauguré en juin 2023, la première centrale photovoltaïque flottante du groupe EDF en France située dans les Hautes-Alpes : Lazer. D'une puissance de 20 MWc, la centrale est installée sur une retenue hydroélectrique couvrant les trois quarts de la surface totale du plan d'eau ;
- le solaire au sol en autoconsommation pour accompagner les entreprises industrielles dans la consommation d'énergie décarbonée. EDF Renouvelables a inauguré, en 2023, sa première centrale solaire au sol en autoconsommation pour alimenter en électricité une partie de l'usine Sanofi d'Aramon dans le Gard.

Afrique du Sud

EDF Renouvelables a signé un accord avec le groupe Anglo American pour créer leur joint-venture Envusa Energy, et lancer un *pipeline* de plus de 600 MWc de projets éoliens et solaires dont la construction a débuté en 2024. D'ici 2030, Envusa Energy vise une capacité installée comprise entre 3 et 5 GWc. EDF Renouvelable a notamment mis en construction la centrale solaire de Mooiplats pour une puissance totale de 283 MW.

Arabie saoudite

EDF Renouvelables a mis en service en 2023 South Jeddah, d'une capacité de 388 MWc, le premier parc solaire d'EDF Renouvelables en Arabie saoudite.

Par ailleurs, EDF Renouvelables a remporté l'appel d'offres et a signé un PPA pour le développement, en consortium avec Masdar et Nesma, du projet Al Henakiyah d'une capacité de 1,2 GWc.

Début décembre 2024, EDF Renouvelables a signé un contrat d'achat d'électricité avec la Saudi Power Procurement Company (SPPC) pour les parcs solaires MASA'A de 1 000 MW et Al Henakiyah2 de 400 MW.

États-Unis

Après avoir mis en service en 2022 les centrales d'Arrow Canyon (275 MWc) et de Holliday Creek (117 MWc), EDF Renewables North America a mis en service en 2024 l'intégralité de la centrale solaire de Fox Squirrel, d'une puissance totale de 750 MW. L'entreprise a également mis en service les projets de Desert Quartzite (377 MW) et Morris Ridge (230 MW).

Émirats arabes unis

Le consortium constitué d'EDF Renouvelables et du chinois Jinko Power Technologie Co. Ltd. (aux côtés des partenaires locaux Masdar et Taqa) a inauguré le projet photovoltaïque d'Al Dhafra en novembre 2023. La centrale solaire est implantée à 35 kilomètres au sud d'Abu Dhabi. D'une capacité installée de 2 GW, elle représente l'un des plus puissants projets solaires au monde. Elle alimente en électricité l'équivalent de 160 000 foyers locaux chaque année.

En septembre 2024, EDF Renouvelables et ses partenaires KOWEPO et Masdar ont annoncé le *closing* du projet photovoltaïque Al Ajba, à Abu Dhabi, pour une puissance totale installée de 1,8 GW.

Oman

Avec son partenaire coréen KOWEPO, EDF Renouvelables a lancé la construction du projet de Manah d'une capacité de 630 MWc, première implantation dans ce pays.

Inde

EDF Renouvelables développe son activité solaire au travers d'EDEN Renewables India, la filiale commune codétenue avec TotalEnergies.

Vietnam

EDF Renouvelables est au capital de SkyX Energy, une entreprise développant du solaire en toiture au Vietnam.

Israël

En 2023, EDF Renouvelables a inauguré le projet de Ashalim 2 d'une capacité de 42 MWc. L'entreprise a mis en construction 10 projets pour une puissance totale de 94 MW.

Royaume-Uni

Les parcs solaires de Porth Wen, Burwell 1, Sutton Bridge ont été mis en service fin 2023 pour une capacité de 213 MWc. EDF Renouvelables a également mis en construction les projets de Tye Lane, Macallan et MAG pour une puissance totale de 89 MW.

L'exploitation et maintenance

EDF Renouvelables, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de la plupart de ses installations. Cette activité, dédiée en priorité aux actifs éoliens ou solaires du groupe EDF, est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, EDF Renouvelables exploite 20,5 GW à fin décembre 2024 avec plus de 1 100 experts, ingénieurs et techniciens répartis sur neuf pays. EDF Renouvelables est un acteur historique de l'exploitation-maintenance en Amérique du Nord où il gère plus de 16,1 GW. Ses positions en Europe et dans le reste du monde dépassent les 4,4 GW à fin 2024.

Cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs et par la stratégie d'exploitation définie, au cas par cas, en fonction des technologies et des régions. L'objectif est de rechercher une efficacité maximale sur chaque parc, en lien avec les fournisseurs, sur toute la durée de vie, prévue ou étendue.

Dans ce but, EDF Renouvelables s'est doté d'un centre de supervision de la maintenance prédictive (*e-Diagnostic Center*). Il s'appuie sur des expertises spécifiques internes centralisées et coordonnées avec la R&D du groupe EDF. Ce centre vient compléter le dispositif de suivi et de conduite à distance des parcs. Il est constitué de deux centres de supervision en temps réel situés en France (Colombiers) et en Californie (San Diego).

Par ailleurs, EDF Renouvelables détient plusieurs centres de maintenance en Europe : en Belgique, en Grèce, au Royaume-Uni, et en France. Ces entités d'exploitation-maintenance sont destinées à positionner les équipes d'intervention au plus près des parcs éoliens ou solaires. En 2023, EDF Renouvelables a ouvert son troisième centre d'exploitation et de maintenance éolien en mer en France à Ouistreham (les deux premiers à Saint-Nazaire et à Fécamp avaient été inaugurés respectiv ment en 2021 et 2022).

La filière des énergies réparties

France

EDF solutions solaires intervient en qualité d'acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée. EDF solutions solaires assure la conception, le développement, la réalisation et l'exploitation-maintenance des installations en toiture ou sur ombrières de parking. Filiale à 100 % du Groupe, la société commercialise en France et sur les territoires d'outre-mer, au travers de sa filiale Sunzil, des offres solaires photovoltaïques destinées aux clients particuliers, professionnels ou collectivités. Avec plus de 60 000 installations réalisées, EDF solutions solaires occupe aujourd'hui une position de leader. Sur le marché résidentiel, elle réalise près de 25 % de l'ensemble des installations en autoconsommation en France. Sur le marché des professionnels, l'offre s'intègre au catalogue « EDF Solutions Énergétiques ».

États-Unis

EDF Renouvelables mène une stratégie de croissance aux États-Unis sur le marché de l'énergie décentralisée. Depuis 2016, plusieurs acquisitions et partenariats ont permis de développer cette activité (acquisition en 2016 de la société Global Ressources Options, Inc. (groSolar) et partenariat en 2018 avec EnterSolar).

En 2019, EDF Renewables North America a acquis PowerFlex Systems en vue d'accélérer le déploiement à grande échelle des infrastructures pour véhicules électriques aux États-Unis. PowerFlex est une société pionnière dans le domaine des technologies de recharge basée à Los Altos en Californie.

EDF Renewables North America a conclu en 2018 un partenariat stratégique avec EnterSolar. Elle est entrée au capital de la société à hauteur de 50 %. En 2021, Elle a acquis les 50 % restants d'EnterSolar et a regroupé toutes les activités décentralisées « derrière le compteur » sous la marque PowerFlex. Le regroupement des solutions énergétiques pour les entreprises et les industries permet à PowerFlex de proposer aux clients un ensemble autonome ou groupé, de solutions solaires sur site, de stockage sur batteries, de recharge de véhicules électriques, de micro-réseaux et de systèmes de gestion de l'énergie.

En décembre 2022, PowerFlex a annoncé un investissement de 100 millions de dollars de la part de Manulife Investment Management, entrant au Conseil d'administration en tant qu'actionnaire minoritaire. PowerFlex est aujourd'hui l'un des plus grands développeurs et installateurs de solaire commercial aux États-Unis, avec plus de 460 MW mis en service. La société a déployé et exploite près de 12 500 chargeurs.

La filière stockage

Dans un contexte marqué par une croissance forte de la production d'énergies renouvelables et par la fermeture de grandes installations électriques, la technologie de stockage par batteries, alliée à un système de pilotage intelligent, contribue à lisser la production du réseau électrique national. Dans ce contexte, par le biais de ses filiales, EDF Renouvelables développe des systèmes innovants de stockage aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Allemagne, en France et en Afrique du Sud.

EDF Renouvelables a également lancé une nouvelle activité « microgrid » avec des projets solaires équipés d'un système de stockage par batteries et connectés à un réseau local d'une zone reculée (zones désertiques, insulaires).

Afrique du Sud

En septembre 2021, EDF Renouvelables et son partenaire Perpetua Holding ont remporté un projet innovant en Afrique du Sud. Il associe les technologies solaire, éolienne et de stockage par batteries. Ce projet appelé Umoyilanga se compose d'un parc éolien de 77 MW et d'une centrale solaire de 138 MW, chacun étant équipé d'un système de batteries. Le *closing* financier de ce projet a été atteint en décembre 2023 et il est entré en construction.

États-Unis

EDF Renouvelables développe et construit des systèmes de stockage rattachés à des projets solaires.

En 2022, EDF Renewables North America a mis en service deux systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) en 2022 : Maverick 6 (50 MW) et Big Beau (40 MW).

En 2023, EDF Renouvelables a mis en service le projet Arrow Canyon 75 MW, 375 MWh de batteries.

En 2024, EDF Renouvelables a mis en construction le projet de Beehive (250 MW) et mis en service le projet Desert Quartzite (150 MW).

Royaume-Uni

EDF Renouvelables, via sa start-up Pivot Power [1], a ouvert en juillet 2022 le centre de recharge de véhicules électriques le plus puissant d'Europe, l'Energy Superhub Oxford. Le projet fait partie d'un réseau national d'Energy Superhubs développé par Pivot Power qui combine des batteries connectées au réseau de transport et une infrastructure électrique pour la recharge des véhicules électriques. L'objectif est de favoriser les énergies renouvelables et d'accélérer la décarbonation des transports. Dans un premier temps, le centre offrira une recharge rapide pour 42 véhicules.

EDF Renewables UK a fini en 2023 la construction d'un nouveau site de batteries de 50 MW/100 MWh sur le site d'Energy Superhub Coventry, capable d'alimenter 100 000 foyers en énergie pendant deux heures.

Cinq projets de Pivot Power Sundon, Bredbury, Tye Lane, Braintree, Indian Queens sont en pré-construction.

En 2024, EDF Renewables a mis en service au Royaume-Uni le projet Sundon d'une puissance de 53 MW et mis en construction Indian Queens pour une puissance de 48 MW.

(1) Aux côtés du conseil municipal d'Oxford, de Fastned, de Tesla Superchargers et de Wenea.

1.4.2 Activités de commercialisation en France

Au-delà de ses offres de fourniture d'électricité et de gaz, EDF accompagne ses clients en proposant une large gamme d'offres de services et de solutions énergétiques. EDF souhaite être le partenaire de confiance des clients en pratiquant un marketing responsable et en proposant des offres simples et lisibles.

29,4 millions	**217,1 TWh**	**51,5 TWh**
de sites clients en France (1)	de ventes d'électricité en 2024 (2)	de ventes de gaz en 2024 (3)

(1) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg, dont 26,8 millions en électricité et 2,6 millions en gaz.
(2) Périmètre EDF Direction Commerce (hors cessions aux entreprises locales de distribution et EXELTIUM) + Électricité de Strasbourg.
(3) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg.

1.4.2.1 Présentation du marché en France

1.4.2.1.1 La concurrence

Depuis le 1er juillet 2007, les marchés de la commercialisation d'électricité et de gaz sont ouverts à la concurrence pour l'ensemble des clients.

Sur les marchés du gaz et de l'électricité, de nombreux fournisseurs proposent des offres aux entreprises et aux collectivités depuis le début des années 2000. Pour les clients particuliers, la concurrence s'est notablement renforcée depuis 2017 avec le lancement dans la fourniture de gaz et d'électricité d'acteurs bien installés dans d'autres activités ou zones géographiques.

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs alternatifs ont eu recours, en 2022, selon le cas, à leurs propres capacités de production, au marché de gros de l'électricité ainsi qu'à l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

Au guichet de novembre 2024, la demande des fournisseurs alternatifs pour livraison en 2025 s'est élevée à 134,93 TWh, en hausse de +3,5 % par rapport à l'année précédente, pour un volume d'ARENH à distribuer de 100 TWh, soit un taux d'attribution de 74,12 %.

Voir la section 1.4.3.3 « Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) », ainsi que la section 2.2.3 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques », risque 3A « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH ».

Cadre réglementaire

Commission de régulation de l'énergie - CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs importants : de proposition, consultatif et de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire). La CRE propose en particulier :

- aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité ainsi que le montant des contributions nettes qui s'y rapportent ;
- le prix de l'ARENH, après publication du décret précisant les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte pour le calcul du prix de l'ARENH.

Par ailleurs, il lui appartient de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées d'évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité et du tarif de cession aux entreprises locales de distribution.

La CRE est dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE).

Au titre de son pouvoir réglementaire supplétif, la CRE prend aussi des décisions en matière de raccordement aux réseaux et de définition des règles de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'ARENH.

La CRE est également investie de pouvoirs d'information et d'enquête très larges lui permettant d'obtenir communication de toute information qu'elle jugerait utile dans le cadre de l'exercice de ses missions, ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanctions exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte lui donne, en outre, la faculté de faire contrôler les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions, aux frais des entreprises contrôlées.

La loi organique n° 2017-54 du 20 janvier 2017 relative aux autorités administratives indépendantes et autorités publiques indépendantes et la loi n° 2017-55 du 20 janvier 2017 portant statut général des autorités administratives indépendantes et des autorités publiques indépendantes ont doté ces autorités, dont la CRE, d'un statut juridique commun et de règles relatives au mandat et à la déontologie de leurs membres ainsi qu'au fonctionnement, à l'organisation et au contrôle parlementaire de ces autorités.

1.4.2.1.2 Les contrats aux Tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité

Accès aux tarifs réglementés d'électricité

Concernant les modifications du cadre législatif et réglementaire et les mouvements tarifaires de l'année des TRV d'électricité en France (anciennement « tarifs bleus »), voir la section 6.1, note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

En 2024, les catégories de consommateurs suivantes peuvent demander à bénéficier des TRV d'électricité :

- consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation : ces clients ont droit aux TRV pour leur(s) site(s) d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Ils peuvent opérer librement des allers-retours entre les tarifs réglementés de vente et les offres de marché ;
- consommateurs finals non domestiques dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA : seuls les consommateurs ayant moins de 10 salariés et un chiffre d'affaires, un total de recettes ou de bilan inférieur à 2 millions d'euros, peuvent bénéficier des TRV ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leur(s) site(s) situé(s) en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients ont droit aux TRV.

À la suite de l'adoption de la loi dite « Brun » n° 2024-330 du 11 avril 2024, à compter du 1er février 2025, les consommateurs raccordés au réseau métropolitain continental éligibles aux TRV d'électricité pourront en bénéficier également pour leurs sites souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA, ce plafond ayant été supprimé des textes.

Cadre réglementaire

Tarifs bleus - mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

1.4.2.1.3 Les contrats de fourniture d'électricité en Offres de Marché

En France, l'ensemble des clients résidentiels et non résidentiels peuvent également choisir une offre de marché proposée par tout fournisseur, y compris EDF.

À l'exception des clients raccordés directement au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients peuvent conclure un contrat unique avec le fournisseur de leur choix. À ce titre, un commissionnement est versé par le distributeur à tout fournisseur qui offre un contrat unique à ses clients puisqu'il remplit, ce faisant, des prestations de gestion de clientèle pour le compte du distributeur.

La qualité de la fourniture, qui est de la responsabilité du distributeur, est suivie régulièrement dans le cadre des contrats avec les distributeurs. EDF suit l'impact des coupures et de la qualité de la fourniture sur ses clients ainsi que leur satisfaction. L'objectif est de travailler avec le distributeur dans une démarche d'amélioration continue.

1.4.2.2 Les activités de la Direction Commerce

La Direction Commerce d'EDF regroupe l'ensemble des activités de vente d'électricité, de gaz et de services associés en France métropolitaine continentale. Elle assure également toutes les activités de gestion clientèle, notamment la gestion des demandes clients arrivant par tous les canaux (téléphone, courriel...), la gestion des réclamations, la facturation et le recouvrement. Ces activités concernent tous les segments de clients : particuliers, professionnels, entreprises et collectivités. Pour les plus grands clients (industriels et tertiaires), les prestations de services énergétiques sont commercialisées et réalisées principalement par Dalkia, filiale d'EDF.

Pour réaliser ses activités, la Direction Commerce s'appuie sur des fondamentaux reconnus :

- la confiance de ses clients qu'elle cherche toujours à renforcer ;
- la présence territoriale au travers de ses 6 900 conseillers clientèle, tous basés en France, de ses 8 Directions Commerciales Régionales et de la Direction Grands Comptes ;
- l'innovation permanente dans les domaines du numérique, de la mobilité électrique, des solutions d'autoconsommation ou encore des flexibilités électriques.

EDF est devenue, en 2021, le premier énergéticien à obtenir la certification « Relation Client France » mise en place par l'Association française de la relation client (AFRC) et l'Association Pro France. Cette certification reconnaît les entreprises françaises qui font le choix d'implanter l'intégralité de leur service client en France et qui s'engagent dans les territoires au travers d'actions dans les domaines de l'insertion locale, de la formation et de l'inclusion.

1.4.2.2.1 L'activité par catégorie de clients

1.4.2.2.1.1 Les clients Particuliers

La satisfaction et la confiance des clients particuliers sont une priorité pour EDF. Selon le Baromètre sur Image, environ 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation après un contact téléphonique avec EDF. EDF compte parmi les entreprises préférées des Français. Les baromètres d'image montrent que 2 clients sur 3 font confiance à EDF pour les accompagner dans la maîtrise de leurs consommations énergétiques. Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie publié en 2024, EDF présente par ailleurs l'un des taux de litiges les plus faibles du marché, en 4e position à 44, soit +2 pts par rapport à 2022 (67 en moyenne sur l'ensemble des fournisseurs). L'expérience client offerte est à la fois humaine (via ses conseillers tous basés en France et joignables par téléphone et tchat) et numérique (espace client, tchat, *web call back*, application mobile EDF&Moi, réseaux sociaux...).

La fourniture d'énergies

La fourniture d'électricité

EDF fournit de l'électricité au TRV et propose également une gamme complète d'offres de marché en électricité, adaptées aux attentes et besoins des clients.

Pour le TRV en 2024, de nombreux clients ont continué de souscrire à l'option TEMPO, permettant de faire des économies en déplaçant les consommations au meilleur moment et notamment les jours de tension sur le système électrique.

Pour les offres de marché, la gamme est structurée autour de deux types d'offres :

- la gamme d'offres « Vert Électrique » permet de financer et soutenir des moyens de production d'énergie renouvelable à hauteur de la consommation des clients grâce aux garanties d'origine (« Vert Électrique », « Vert Électrique Week-end », « Vert Électrique Auto », et « Vert Électrique Régional » qui est labellisée « VertVolt » en 2024 par l'ADEME) ;
- la gamme « Zen Électrique » permet aux clients de disposer d'offres de fourniture adaptées à leur profil de consommation et leur mode de vie (« Zen Week-end », « Zen Week-end Plus »). En 2023, la gamme s'est enrichie avec l'option Flex de l'offre Zen Week-end, une option d'effacement intégrée à la fourniture, incitant les clients à déplacer leurs consommations notamment les jours de tension sur le système électrique. Depuis 2024, une nouvelle offre est disponible et est particulièrement demandée par les clients, Zen Fixe, une offre à prix fixe du kWh (part énergie) pour deux ans.

La fourniture de gaz

EDF accompagne ses clients dans la maîtrise et la réduction de leurs consommations et donc des émissions en CO_2. Depuis 2023, la gamme d'offres de marché en gaz a été rationalisée via la fourniture des offres « Avantage Gaz » avec un prix du kWh fixe pendant 2 ans. L'offre, « Avantage Gaz Optimisé », indexée sur le tarif réglementé du gaz, est désormais indexée sur le prix de référence de la CRE dans le cadre de la fin du tarif réglementé du gaz. La commercialisation de cette offre a permis aux clients de bénéficier du bouclier tarifaire gaz.

Le suivi de consommation

En lien avec ses offres de fourniture, EDF accompagne ses clients pour qu'ils puissent suivre, comprendre et ainsi réduire leurs consommations d'énergie dans la durée. L'objectif est de les inciter à réaliser des économies d'énergie avec les solutions numériques « Mes Éco et Moi ». Les clients qui consultent plus de 2 à 3 fois par mois leur Suivi conso peuvent ainsi réaliser en moyenne 10 % d'économies d'énergie. Les outils de suivi de consommation, notamment l'application « EDF&Moi », rencontrent un succès croissant avec plus de 210 millions de visites sur l'année à fin décembre 2024. Des évolutions arrivent progressivement depuis début novembre et sur les prochains mois pour faciliter la compréhension et la navigation des clients dans l'application EDF&Moi, ainsi le pilotage des usages (dit Energy Management) est disponible et progressivement enrichi pour permettre aux clients EDF d'optimiser au mieux leurs usages et ainsi mieux piloter leur facture d'énergie.

Une gamme de services pour répondre aux besoins de nos clients

EDF propose une large gamme de solutions permettant d'accompagner chaque ménage dans la maîtrise de sa facture énergétique, la maîtrise de ses consommations, la décarbonation de ses consommations et la maîtrise de son confort :

- des solutions de dépannage, d'assurance et de télésurveillance pour l'ensemble des clients :
  - la gamme Assistance Dépannage, en partenariat avec AXA, qui permet aux clients de bénéficier d'un service d'assistance en cas de panne sur leurs équipements (électriques, de télécom, de plomberie…), et qui se décline en 5 forfaits différents proposés en fonction des besoins et de la situation du client,
  - Assurénergie+, également en partenariat avec AXA, qui est un contrat d'assurance facture. En cas d'accident de la vie (ex. hospitalisation, perte d'emploi, etc.), le client reçoit, sous certaines conditions, une indemnité égale au montant mensuel estimé de ses factures d'énergie lors de la souscription, pendant un an maximum et dans la limite des plafonds contractuels. En complément, il peut aussi bénéficier de services d'aide à la personne adaptés à sa situation pour faciliter le quotidien,
  - depuis 2019, EDF met également en relation ses clients avec son partenaire EPS [1] en cas d'intérêt pour une offre de télésurveillance,
- un accompagnement spécifique à des moments-clés de la vie des clients :
  - lors des déménagements, en mettant à leur disposition des conseils et une checklist pour leur faciliter leur déménagement. Les clients qui souscrivent un contrat d'énergie auprès d'EDF ont aussi accès à des bons plans négociés avec des partenaires de premier plan en lien avec le déménagement, l'électroménager, la décoration ou encore les travaux,
  - des offres ciblées comme les « Extras d'EDF » pour les jeunes afin de les aider à faire des économies sur leur contrat d'électricité et leur offrir des cadeaux pour les aider dans leur emménagement,
- des solutions portées également par nos filiales [2] pour aider nos clients en Offres de Marché, dans leur logement, à consommer moins, consommer mieux et à décarboner tout en électrifiant leurs usages, qu'il s'agisse :
  - d'offres de rénovation énergétique des logements, notamment d'isolation ou de rénovation énergétique globale par IZI by EDF,
  - d'offres de remplacement et d'entretien de systèmes de chauffage, avec un effort particulier bien sûr sur la pompe à chaleur par IZI by EDF et IZI Confort,
  - d'offres d'installation de bornes de recharge en maison individuelle comme en copropriété par IZI by EDF,
  - du pilotage du chauffage des radiateurs non connectables sur l'application EDF&Moi grâce au thermostat Sowee by EDF ou encore de solutions de financement des travaux, soit par le système des CEE via les primes Énergie d'EDF, soit via des prêts bonifiés portés par Domofinance.

La production de certificats d'économies d'énergie (CEE)

Cadre réglementaire

Mis en place en 2006, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a évolué au 1er janvier 2022 avec la mise en place de la cinquième période du dispositif après une quatrième période (2018-2021) qui visait une obligation totale de 2 133 TWhcumac.

La cinquième période des CEE (qui court de 2022 à 2025) accroît l'efficience du dispositif (forte baisse des bonifications, contrôles des opérations avant dépôt, accent mis sur la rénovation globale des logements, renforcement des programmes nationaux CEE), renforce ce dernier en faveur des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) tout en accentuant l'effort pour les fournisseurs d'énergies carbonées. L'obligation nationale est fixée à 2 500 TWhcumac pour la période dont 730 TWhcumac d'obligation « précarité », cette dernière étant en hausse significative par rapport à celle de la 4e période. Au 1er janvier 2023, cette obligation a été encore renforcée pour la période de +600 TWhc (total donc de 3 100 TWh pour la 5e période) dont +400 TWhc d'obligation « précarité » (total donc à 1 130 TWhc d'obligation « précarité »).

EDF, en tant qu'acteur obligé de la réglementation relative aux certificats d'économie d'énergie, encourage les particuliers à réaliser des économies d'énergie. Elle promeut notamment la rénovation énergétique de l'habitat via ses réseaux de « Partenaires Économies d'Énergie » et de distributeurs. En outre, via le site www.prime-energie-edf.fr, tous les particuliers peuvent directement recevoir une prime financière de la part d'EDF, après avoir réalisé des travaux d'efficacité énergétique à leur domicile [3].

La politique de solidarité

L'engagement du groupe EDF en matière d'accompagnement des clients les plus précaires et les plus fragiles est très ancien. La politique d'EDF en la matière vise :

- à prévenir les situations de précarité énergétique ou de difficulté de paiement des factures par le conseil, la mise à disposition d'outils de maîtrise des consommations, la facilitation de la réalisation de travaux de rénovation énergétique ;
- à accompagner au mieux les clients qui rencontrent des difficultés pour trouver, en lien avec nos partenaires, les solutions les plus adaptées.

(1) EPS : société EPS, leader de la télésurveillance en France. Pour en savoir plus : www.homiris.fr/fr/a-propos.html
(2) Ces offres peuvent être proposées par les conseillers clients EDF, dans le respect des consignes juridiques liées au droit de la concurrence et de l'Autorité de la concurrence.
(3) Sous réserve de répondre aux exigences strictes de la réglementation des CEE en vigueur et d'avoir transmis les justificatifs requis.

Pour ce faire, des moyens significatifs sont mobilisés afin que cette politique soit une réalité sur le terrain, et EDF reste un acteur singulier parmi les fournisseurs d'énergie sur cette dimension. Ainsi, EDF a été le premier fournisseur, fin 2021, à accompagner ses clients particuliers en situation d'impayés en mettant fin aux coupures d'alimentation en électricité tout au long de l'année (sauf exceptions résiduelles). Avec cette mesure, EDF est allée plus loin que les obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure ne s'applique pas en cas d'impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement. Voir la section 3.3.5.2 « Lutte contre la précarité énergétique ».

Le plan Décarbonation

Depuis la crise énergétique, EDF en tant que fournisseur d'économies d'énergie, accompagne ses clients dans leur souhait de maîtriser leurs factures énergétiques en encourageant l'adoption de comportements plus sobres : gestes utiles, modulation et/ou l'effacement de sa consommation, utilisation d'outils de suivi, etc.

L'enjeu pour EDF est d'accompagner ses clients dans l'électrification de leurs usages et ainsi contribuer à leur décarbonation via le passage des énergies fossiles à une électricité bas carbone, ce bien étant le principal levier pour atteindre les objectifs de neutralité carbone souhaitée par la France et l'Union européenne à horizon 2050.

Dans ce cadre et en 2024, EDF a déployé un plan d'actions reposant sur trois piliers :

- **sensibiliser et montrer que l'électricité est un levier d'économies €/CO_2** notamment au travers de l'application EDF&Moi enrichie de nouvelles fonctionnalités d'Energy Management (pilotage des usages électriques) ou encore en offrant la possibilité aux clients et prospects de déterminer un plan d'actions personnalisé de performance énergétique de leur logement ou futur logement via le simulateur Mes Ecos&Moi ;
- **inciter les clients à passer à l'action** au travers d'une incitation financière supplémentaire telle que la surprime financée par EDF pour toute installation d'une pompe à chaleur ou encore en permettant au plus grand nombre de piloter leur chauffage grâce à la solution *retrofit* offerte par le thermostat (pour chauffage électrique) « Sowee by EDF » commercialisé par les conseillers EDF ;
- **proposer un accompagnement client** avec plus de contenus disponibles sur le site web particulier.edf.fr autour des solutions d'économies d'énergie et des aides financières disponibles et en proposant aux clients, sur rendez-vous des bilans personnalisés pour s'assurer de l'adaptation de leur contrat, déceler des besoins d'équipements, ou les informer des possibilités de décarboner leurs usages.

Ce plan a été soutenu par un programme de promotion des usages performants de l'électricité, au travers de contenus, de prises de parole et de campagnes de communication orientés tels que les campagnes sur la surprime EDF en cas d'installation d'une pompe à chaleur ou la campagne sur le pilotage du chauffage électrique.

1.4.2.2.1.2 Les clients du marché d'affaires

Acteur ancré dans les territoires, EDF accompagne ses clients entreprises et collectivités dans leurs ambitions en matière de performance durable, de compétitivité et de décarbonation en lien avec l'objectif national de neutralité carbone. EDF propose une large gamme d'offres de fourniture d'électricité et de gaz ainsi que des offres de services.

Les offres d'EDF

EDF propose des contrats simples de fourniture d'électricité et de gaz associés à des services de gestion et des conseils sur les éco-gestes. Pour les clients ayant des consommations plus importantes, il est possible de personnaliser leur contrat (durée, prix fixe ou indexé) en fonction de leurs attentes et de la visibilité de leurs budgets. Enfin, EDF accompagne les clients ayant les plus fortes consommations avec des offres personnalisées et le cas échéant, une valorisation de leur capacité d'effacement.

À travers la structure de ses offres, EDF incite ses clients à optimiser leurs consommations et les déplacer vers les heures de moindre tension du système électrique. EDF propose, par exemple, une différenciation des prix entre heures pleines et heures creuses, ou entre prix d'été et prix d'hiver, ainsi que l'option Sobriété qui comprend un poste de pointe mobile incitant à diminuer sa consommation pendant les heures les plus tendues. Pour les clients professionnels, EDF propose également une offre innovante à prix réduits le soir après 20 heures, ainsi que les week-ends et jours fériés.

EDF dispose d'une gamme enrichie de solutions et services à destination de tous les clients, grandes ou petites entreprises et collectivités, comme les solutions d'assistance dépannage à destination des TPE/PME et l'accompagnement des entreprises autour du génie électrique (visant à sécuriser les installations électriques intérieures des clients).

Dans le cadre de l'évolution de sa politique commerciale, EDF DOAAT (Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading*) propose aux enchères des rubans annuels de moyen terme de maturités 4 à 5 ans, permettant à EDF Commerce et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats apportant visibilité et stabilité aux clients à ces horizons. Dans ce cadre, EDF Commerce propose désormais des offres de fourniture de détail de moyen terme, jusqu'à 5 ans. En 2024, EDF a signé environ 4 720 contrats relevant de ce type d'offres de moyen terme, pour un volume de l'ordre de 21,9 TWh dont 50 % sur une durée de 5 ans. Ces offres ont été signées sur l'ensemble du portefeuille, sur tous volumes de consommation, et tous secteurs d'activité (en volume, 57 % sur l'industrie, 42 % sur le tertiaire). Par ailleurs, EDF propose à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme "at cost at risk", d'une durée minimale de 10 ans, adossés au parc nucléaire historique (contrats d'allocation de production nucléaire). À ce jour, 8 lettres d'intention et 2 contrats fermes ont été signés.

La plupart des offres de service proposées par le groupe EDF ont pour objectif d'accompagner les clients dans leur démarche de décarbonation et de réduction de leurs factures au travers des actions suivantes :

Adapter sa façon de consommer et conduire son activité pour consommer moins et/ou au bon moment

En parallèle des encouragements à l'électrification des usages en remplacement des énergies fossiles, EDF sensibilise les clients à la sobriété durable au travers des écogestes, et propose à tous les segments de clients des outils de suivi de consommation.

Transformer, changer ou faire évoluer ses équipements et process consommateurs d'énergies

EDF propose des audits et conseils pour améliorer l'efficacité énergétique, le management d'énergie ou encore la mise en œuvre de la certification ISO 50001. EDF accompagne notamment ses clients dans leurs projets de substitution ou électrification des usages. Par exemple, concernant la mobilité électrique, en lien avec sa filiale IZIVIA, EDF propose des conseils d'aide au dimensionnement des installations de bornes électriques de recharge et des services associés. EDF a par ailleurs noué plusieurs partenariats avec des constructeurs et des leaders du secteur automobile. EDF propose également des conseils en matière de récupération de chaleur ou de froid pour les industriels disposant de process adaptés.

Développer son mix énergétique vers davantage de production renouvelable et/ou locale

EDF propose à tous ses clients, et pour toutes ses offres d'électricité, une option qui garantit qu'une production d'électricité d'origine renouvelable correspondant à un pourcentage de leur consommation est injectée sur le réseau. EDF facilite la communication de ses clients sur leur engagement dans la transition énergétique. EDF développe également, à destination de ses plus grands clients, avec sa filiale Agregio Solutions, des solutions de type PPA (*Power Purchase Agreement*) réalisées à partir d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable. Enfin, EDF propose des solutions d'autoconsommation photovoltaïque optimisées selon le besoin d'électricité. Elles sont complétées par une palette de services associés tels que le financement, la maintenance, la supervision et le suivi de performance, en lien avec sa filiale EDF Solutions Solaires. EDF propose également à ses clients autoconsommateurs des offres de complément de fourniture d'électricité spécialement adaptées à leur profil. Elles leur permettent de maximiser leurs économies liées à l'autoproduction et, le cas échéant, au pilotage de leur consommation.

La production de certificats d'économies d'énergie (CEE)

EDF encourage ses clients industriels, tertiaires, collectivités et bailleurs sociaux à faire des économies d'énergie au travers de la réalisation de travaux :

- d'efficacité énergétique et de décarbonation sur les process industriels, entre autres grâce à l'électrification des usages ;
- de rénovation, d'isolation ou de pilotage des systèmes énergétiques des bâtiments collectifs et tertiaires.

EDF participe à la lutte contre la précarité en accompagnant les bailleurs sociaux dans la rénovation de leur parc immobilier et la diffusion des éco-gestes auprès de leurs locataires.

Par ailleurs, au travers des financements de programmes CEE, EDF participe notamment à :

- la sensibilisation des plus jeunes à la transition écologique ou à l'éco-mobilité ;
- l'information, la formation et au développement de l'innovation en faveur de la maîtrise de la demande énergétique auprès des industriels ou des PME.

EDF contribue également, par le biais de ces programmes, au fonds de garantie pour la rénovation énergétique [1].

La satisfaction clients

Depuis de nombreuses années, EDF place la satisfaction de ses clients au cœur de ses priorités. Dans un contexte en forte évolution, EDF a conduit des transformations majeures pour améliorer significativement, et en continu, l'expérience client et la qualité de service délivrée.

Des dispositifs de mesure de la satisfaction sont mis en place aux différentes étapes de la relation avec les clients (satisfaction globale, *Net Promoter Score*, score d'effort client) mais aussi auprès des clients qui n'ont pas sollicité EDF (baromètre). Le but est de mesurer leurs attentes dans les domaines de la fourniture d'énergie, de services, d'informations et d'accompagnement, afin de mettre en place des plans d'action lorsque cela est nécessaire. Ces démarches ont abouti à une augmentation significative de la satisfaction des clients sur quasiment tous les segments dans les cinq dernières années. En 2024, 88 % des clients se déclarent satisfaits ou très satisfaits d'EDF.

L'action d'EDF auprès des clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, entreprises locales de distribution (ELD) et tertiaire public

En matière de transition énergétique, EDF répond de manière adaptée aux besoins des collectivités et établissements publics à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS [2], ports et aéroports). Le groupe EDF agit dans les domaines suivants :

- la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché répondant à leurs problématiques énergétiques ;
- le développement d'offres et de services en matière de transition énergétique : Plan climat air énergie territorial, écoquartiers, production locale, éclairage public, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments... ;
- par ailleurs, au titre de ses missions de service public, EDF est en charge de :
  - > la signature des contrats de concession pour la mission de fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - > la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - > la lutte contre la précarité énergétique.

S'agissant de la maîtrise des consommations d'énergie, des conventions sont signées avec des collectivités territoriales. Elles visent à les accompagner sur leur territoire dans la réalisation d'actions spécifiques en matière de transition énergétique et d'énergies renouvelables. Un dispositif d'accompagnement destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2023, 188 275 logements ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation, dont 9 502 ont bénéficié d'une aide majorée grâce au dispositif « coup de pouce ».

1.4.2.2.2 Pour une ville et des territoires durables

Les villes et territoires doivent concilier attractivité territoriale et développement responsable. Le groupe EDF répond aux besoins des acteurs du développement des territoires. Il identifie les différentes solutions et services énergétiques possibles, compte tenu des caractéristiques techniques et économiques des projets. L'objectif est de les accompagner dans la transition énergétique et la décarbonation de leurs usages. En région, 45 Directeurs de Développement sont présents sur l'ensemble des territoires. L'objectif est de répondre au mieux aux besoins des métropoles, communautés urbaines, villes moyennes et rurales.

Le groupe EDF a développé une gamme d'offres de conseil qui permet de :

- concevoir un quartier bas carbone ;
- dresser une stratégie de rénovation d'un parc de bâtiments à partir d'une stratégie patrimoniale ;
- construire un plan d'électrification de flottes de véhicules ou d'implantation de bornes avec sa filiale IZIVIA ;
- installer des panneaux photovoltaïques avec sa filiale EDF solutions solaires ou d'autres partenaires.

1.4.2.2.3 Protection des données clients

Une attention particulière est portée à la protection des données clients d'EDF, et plus globalement à la protection de son patrimoine informationnel. Elle vise notamment la conformité des traitements des données à caractère personnel en application du règlement général sur la protection des données (RGPD). Des contrôles réguliers sont réalisés chaque année, tant sur la protection du patrimoine que sur la sécurité des systèmes d'information.

EDF maintient à jour une classification des informations et documents en regard de leur confidentialité afin de mettre en œuvre les mesures de sécurité les plus adaptées. L'ensemble des conseillers clientèle est régulièrement sensibilisé et formé afin de pouvoir répondre aux demandes relatives à la protection des données personnelles et notamment l'exercice des droits. Les plus complexes sont gérées conjointement avec l'Interlocuteur Informatique & Liberté (I2L) et le Délégué à la Protection des Données (DPO).

(1) Mentionné à l'article L. 312-7 du Code de la construction et de l'habitation.
(2) Centre régional des œuvres universitaires et scolaires.

1.4.3 Activités d'optimisation en France

L'électricité ne se stocke pas : aussi, EDF doit fournir, à chaque instant, la juste quantité d'électricité correspondant à la demande de ses clients. Les activités d'optimisation ont pour but de prévoir cette demande et d'effectuer les arbitrages nécessaires entre les ressources disponibles pour la satisfaire (moyens de production, contrats d'approvisionnement long terme, achats sur les marchés de gros, etc.). L'optimisation de la production d'EDF consiste également à couvrir les risques physiques, financiers et de marché.

Cadre réglementaire

Marchés de gros de l'énergie - règlement REMIT

Le règlement (UE) n° 1227/2011 modifié, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie, entré en vigueur le 28 décembre 2011, vise à garantir la confiance des acteurs de marché et des consommateurs dans l'intégrité des marchés de gros de l'électricité et du gaz. Le règlement n° 2024/1106 du 11 avril 2024, venu amender récemment le règlement REMIT, a renforcé la surveillance des marchés en faisant peser de nouvelles obligations sur les acteurs de marché. Des textes d'application sont encore attendus.

Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie doit favoriser une concurrence ouverte et loyale sur ces marchés afin, notamment, que les prix fixés sur ces marchés reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande. Le règlement interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marché et crée une obligation de publication des informations privilégiées, telle que définie au sens de REMIT.

L'ACER, Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, a notamment pour mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché. L'ACER recueille en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des interventions du marché de gros de l'énergie.

Les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la Commission de régulation de l'énergie – CRE – en France) ou, s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité.

Enfin, au niveau national, les autorités de régulation nationales collaborent et peuvent surveiller les échanges de produits énergétiques de gros. Les États membres déterminent le régime des sanctions applicables aux violations de REMIT.

En France, la réglementation applicable est aujourd'hui codifiée au Code de l'énergie, notamment :

- l'article L. 131-2 du Code de l'énergie prévoit que la CRE surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz et garantit notamment le respect des interdictions relatives aux abus de marché et de l'obligation de publier les informations privilégiées détenues par les acteurs de marché ;
- les articles L. 135-1 à L. 135-16 relatifs aux procédures d'enquêtes et de contrôle par la CRE, et ses compétences en matière de recueil d'information pour l'accomplissement de ses missions ;
- les articles L. 134-19 à L. 134-24 relatifs aux procédures devant le CoRDiS de la CRE.

1.4.3.1 Rôle et activités de la Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading* (DOAAT)

La gestion de l'équilibre offre/demande d'électricité au sein d'EDF se décline jusqu'au temps réel, dans le cadre fixé par les politiques de risques, élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques du Groupe et validées par le Comité exécutif d'EDF. Voir la section 2.2.4 « Risques financiers et de marché », risque 4A « Risque marchés énergies ».

Les aléas climatiques sont dimensionnants pour cette gestion. Ainsi, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne en moyenne une hausse de la consommation d'électricité en France de l'ordre de 2 400 MW [1]. Le portefeuille d'EDF porte une grande partie de cette thermo-sensibilité. Par ailleurs, en fonction de l'hydraulicité, l'amplitude de production hydraulique au périmètre d'EDF entre deux années extrêmes peut atteindre une vingtaine de térawattheures.

Sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine continentale, la DOAAT assure vis-à-vis de Réseau de transport d'électricité (RTE) le rôle de « responsable d'équilibre ». L'optimisation consiste à proposer à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande, permettant d'assurer la sécurité physique d'approvisionnement à l'échelle de son périmètre tout en minimisant les risques et le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF.

La DOAAT s'assure, à tous les horizons de temps, qu'elle dispose des moyens qui lui permettront de faire face à ses engagements. Pour cela, elle dispose d'un ensemble de leviers d'action :

- programmation des opérations de maintenance des moyens de production (notamment nucléaires) ;
- gestion des stocks (combustibles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients) ;
- achats et ventes sur les marchés de gros via EDF Trading chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT. Voir la section 1.4.6.4 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ».

La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'électricité et des combustibles (gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émission de CO_2, en s'appuyant sur EDF Trading.

(1) Source RTE.

1.4.3.2 Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de contrats d'achat ou de vente d'énergie avec des opérateurs européens. Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, sur la durée d'exploitation de l'installation. Voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » ou
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

1.4.3.3 Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

Voir la section 6.1, note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 ainsi qu'à la section 1.4.2.1.1 « La concurrence ».

1.4.3.4 Mécanisme de capacité

Voir la section 6.1, note 5.1 « Chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

1.4.3.5 Périmètres d'équilibre et de capacité dédiés aux obligations d'achat (OA) et ventes sur les marchés

Cadre réglementaire

EDF est acheteur obligé de l'électricité produite par les installations de production dont le gouvernement souhaite soutenir le développement au moyen d'un contrat d'achat (sources d'énergies renouvelables et cogénérations présentant une efficacité énergétique). En application de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014, l'ensemble de l'électricité ainsi achetée est géré dans un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous contrat d'obligation d'achat (OA) mis en place le 1er juillet 2015. Les surcoûts pour EDF de cette obligation sont compensés par le budget de l'État sur la base d'une référence aux prix de marché de l'électricité (notion de « coût évité »), conformément à la législation (article L. 121-7 du Code de l'énergie). Depuis le 1er janvier 2017, les coûts de gestion de cette mission de service public sont eux aussi compensés.

La DOAAT organise la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie. La gestion de ce périmètre est totalement indépendante de celle du portefeuille d'EDF. Les volumes d'électricité sous OA prévisibles à long terme (la part dite « quasi certaine » des OA) sont vendus par des appels d'offres transparents et non discriminatoires. Les volumes d'électricité sous OA prévisibles à court terme (la veille pour le lendemain, dits « part aléatoire des OA ») sont vendus sur EPEX Spot.

De même, sur un périmètre dédié aux obligations d'achat, la DOAAT procède à la certification des capacités des installations de production sous OA, aux nécessaires rééquilibrages et à la vente sur le marché des garanties de capacité associées.

1.4.4 Activités régulées de transport et de distribution en France

Les activités de transport et de distribution d'électricité en France hexagonale relèvent du gestionnaire de réseaux de transport (RTE) pour la haute et très haute tension et des gestionnaires de réseaux de distribution (Enedis et les entreprises locales de distribution – ELD – dans leurs zones de desserte exclusives respectives) pour la moyenne et basse tension.

RTE, gestionnaire de réseau de transport indépendant suivant le modèle « Independent Transmission Operator » en droit communautaire, et Enedis sont gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

1.4.4.1 Transport – RTE, Réseau de transport d'électricité

106 550 km	**10 400**	**383 TWh**	**2,6 Mds€**
de lignes à haute et très haute tension en 2024 (1)	collaborateurs (dont environ 500 alternants)	de soutirages en 2024 (corrigés de l'effet météo)	d'investissements en 2024

(1) Tous niveaux de tension, y compris en courant continu, et tous types de pose, y compris le réseau immergé.

Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er septembre 2005, RTE, Réseau de transport d'électricité est le propriétaire et gestionnaire du réseau public de transport d'électricité français, qu'il exploite, entretient et développe. À fin 2024, avec 98 210 kilomètres de lignes aériennes, plus de 7 800 kilomètres de lignes souterraines, 540 km de lignes sous-marines, environ 2 870 postes électriques en exploitation ou coexploitation et une cinquantaine de liaisons transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe continentale. Son positionnement géographique particulier le place au cœur du système électrique européen.

Garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique, RTE assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau. En tant qu'opérateur industriel de la transition énergétique, neutre et indépendant, RTE optimise et transforme son réseau pour raccorder les nouvelles installations de consommation et de production. RTE, par son expertise et ses études prospectives, éclaire les choix des pouvoirs publics.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF au 31 décembre 2024, via la société Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE). Ses conditions spécifiques de gouvernance conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence.

1.4.4.1.1 Gouvernance de CTE et de RTE

CTE

CTE est une société anonyme à Conseil d'administration, détenue à hauteur de 50,1 % par EDF, de 29,9 % par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) et de 20 % par CNP Assurances [1]. Elle détient 100 % du capital social de RTE. Conformément à ses statuts, CTE a pour objet exclusif l'acquisition et la détention des titres de la société RTE, et généralement, toutes opérations commerciales, financières, mobilières et immobilières se rattachant directement, ou indirectement, à son objet ou pouvant en faciliter la réalisation et en stimuler le développement.

Le Conseil d'administration de CTE est composé de huit membres nommés pour une durée de six ans, dont quatre représentants d'EDF, deux représentants de la CDC et deux représentants de CNP Assurances. Le Contrôleur général de la conformité de RTE assiste au Conseil d'administration de CTE.

RTE

RTE est une société anonyme à Conseil de surveillance et Directoire. Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres nommés pour cinq ans. Six sont représentants de l'actionnaire CTE, deux sont nommés en vertu des articles 4 et 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique (l'État et un membre du Conseil nommé sur proposition de l'État), et quatre sont représentants des salariés.

D'autres personnes participent aux séances du Conseil de surveillance sans en être membre :

- un Commissaire du Gouvernement ;
- un représentant du Contrôle général économique et financier (CGEFi) ;
- le Secrétaire du Comité social et économique central (CSE-C) de RTE ;
- le Contrôleur général de la conformité de RTE ;
- les membres du Directoire de RTE [2] ;
- le Secrétaire du Conseil de surveillance.

Le Directoire de RTE est constitué de cinq membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans les limites fixées par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

1.4.4.1.2 Activités de RTE

RTE assure sur le territoire français métropolitain continental la gestion du réseau public de transport et l'équilibre entre offre et demande d'électricité. RTE exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret applicable jusqu'en 2051.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport, garantit l'accès au réseau de transport et gère les flux d'énergie pour assurer l'équilibre du système électrique.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité :

- d'une part, il lui revient d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, dans un contexte d'évolution importante et déjà visible du système électrique français et européen interconnecté dont l'intégration se poursuit ;
- d'autre part, il lui incombe de maintenir à niveau son outil industriel et d'assurer son évolution pour répondre aux besoins de la collectivité et des consommateurs. À ce titre, le plan de développement du réseau à horizon 2040, que publiera prochainement RTE, définit la stratégie d'évolution du réseau pour accueillir de nouvelles infrastructures décarbonées (nouveaux moyens de production et nouveaux consommateurs), renouveler le réseau existant et l'adapter aux conséquences du changement climatique.

Analyses relatives au système électrique

Analyses sur le bilan de la France en matière d'électricité 2024

Début 2025, RTE a publié ses analyses sur son bilan de l'année 2024 en matière d'électricité, après une analyse intermédiaire du premier semestre 2024 publiée au mois d'août.

En France (Corse comprise), la consommation d'électricité corrigée des conditions météorologiques a atteint 449,2 TWh [3] sur l'année 2024, soit un niveau légèrement supérieur (+3 TWh, soit +0,7 % [4]) à celui de 2023. Elle demeure ainsi en retrait par rapport à ses niveaux d'avant crise (-5 à -10 % selon les mois) mais le mouvement baissier engagé depuis la fin des années 2010 (progrès d'efficacité énergétique) et accentué par les crises de 2020 et surtout 2022 (sobriété et contraction de la demande par effet prix) semble désormais s'être interrompu.

La production d'électricité a également poursuivi son rétablissement après les crises de 2020 et 2022, avec un redressement rapide de la production nucléaire (361,7 TWh), une production hydraulique exceptionnelle, au plus haut depuis 2013 (74,7 TWh) et une croissance soutenue de la production des filières éolienne et solaire (70 TWh en 2024, contre 46 TWh en 2019). La production d'origine fossile a connu, en 2024, son niveau le plus faible depuis le début des années 1950 (19,9 TWh). Pour la première fois, elle représente un niveau cumulé inférieur à la production solaire (23,3 TWh). Ces conditions ont permis à la France d'établir un nouveau record d'exports nets d'électricité sur une année (le précédent record datant de 2002 avec 78 TWh) : en 2024, le solde net des échanges commerciaux français est exportateur à hauteur de 89 TWh. Ceci témoigne de la compétitivité de la production d'électricité bas carbone française (nucléaire et renouvelables), compétitive sur les marchés européens et qui est ainsi fréquemment sollicitée pour alimenter la consommation européenne.

La qualité de l'électricité fournie par RTE est estimée par deux indicateurs : le temps de coupure équivalent et la fréquence de coupure. Les valeurs pour 2024 de ces indicateurs sont encore provisoires. Avec les éléments disponibles à date, le temps de coupure équivalent serait de 2 min 31 s (l'objectif fixé par la CRE est de 2 min 48 s) et la fréquence de coupure de 0,43 (l'objectif fixé par la CRE est de 0,46).

Publication de l'étude sur les Perspectives pour la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'hiver 2024-2025

RTE a publié le 13 novembre 2024 son étude annuelle et prévisionnelle du fonctionnement du système électrique durant l'hiver 2024-2025. Compte tenu de l'évolution des déterminants de la sécurité d'approvisionnement indiqués précédemment, les perspectives pour l'hiver vues du mois de novembre apparaissent très favorables, avec un faible risque de déséquilibre entre l'offre et la demande. Concrètement, le risque évalué l'hiver dernier et celui évalué pour cet hiver de façon probabiliste en entrée d'hiver 2024-2025 constituent ainsi les plus faibles depuis une dizaine d'années. En cas de difficulté ponctuelle durant l'hiver, le dispositif EcoWatt demeure pleinement opérationnel et sera activé en priorité, en complément des autres dispositifs « post-marchés ».

(1) Dont 0,96 % détenu par sa filiale CNP Retraite.
(2) Hors *executive session*.
(3) Valeur non définitive.
(4) Ces valeurs intègrent les volumes d'électricité autoconsommée en France.

Stratégie de développement du réseau et investissements

SDDR

La stratégie d'investissements de RTE en 2024 s'est inscrite dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau (SDDR) actuellement en vigueur, publié le 17 septembre 2019. Elle s'est également inscrite dans la préparation et l'anticipation du prochain SDDR qui sera publié au début de l'année 2025.

Ce document exposera les nouveaux principes de la trajectoire industrielle de RTE et les évolutions à apporter pour atteindre les nouveaux objectifs du gouvernement en matière d'accélération de la décarbonation, de réindustrialisation et d'adaptation au changement climatique.

Chaque année, RTE élabore un programme annuel d'investissements soumis à la CRE pour approbation. Le programme d'investissements 2025 doit permettre à RTE de poursuivre l'augmentation de son rythme d'investissement et la préparation des nouveaux projets en vue d'une accélération très significative dans la seconde moitié de la décennie 2020. En 2024, le montant total des investissements réalisés par RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 2 585 millions d'euros. Le montant du programme d'investissements pour 2025 de l'ordre de 3,5 milliards d'euros est soumis pour approbation à la CRE.

Principaux investissements 2024

- Poursuite du raccordement des énergies renouvelables (EnR), notamment au travers de l'avancement des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) (1).
- Augmentation de la capacité d'échange aux frontières avec la poursuite de travaux débutés en 2023 sur les futures interconnexions avec l'Espagne (Golfe de Gascogne) et l'Irlande (Celtic).
- Poursuite des principaux plans de renouvellement des infrastructures notamment la reconstruction de Postes sous enveloppe métallique (Plan PSEM) et le remplacement de supports en acier noir en zone de corrosivité forte (Plan Corrosion).

Prévisions d'investissements 2025-2028

Dans un contexte de tension sur les approvisionnements, le programme d'investissements 2025 et sa projection au cours des prochaines années constituent désormais un document important au titre du signal qu'il envoie aux fournisseurs de matériels quant à la réalité de l'activité à laquelle ils vont être confrontés.

La trajectoire des dépenses d'investissements pour la période du TURPE 7 HTB est en forte croissance, avec en moyenne 4 700 millions d'euros par an d'investissements prévus sur cette période, soit une multiplication par 2,4 par rapport à la période précédente (2021-2024). Elle se caractérise notamment par la poursuite d'investissements importants pour répondre aux trois grandes priorités identifiées par RTE dans le SDDR qui sera prochainement publié : un programme sans précédent de raccordement (des consommateurs, en aval, et des renouvelables et du nouveau nucléaire, en amont), le renforcement du réseau (via l'adaptation de sa structure à très haute tension, qui organise les flux à l'échelle nationale et européenne) et son renouvellement dans une optique de résilience au changement climatique (dont les manifestations sont déjà présentes et vont s'accentuer).

Cadre réglementaire

Certification de RTE

Conformément au Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent être certifiés au terme d'un processus associant la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et la Commission européenne. Il vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait aux exigences d'indépendance de gestion par rapport à l'entreprise verticalement intégrée (EVI). RTE a obtenu la certification de la CRE en 2012 puis le 11 janvier 2018 (après changement d'actionnaire) en tant qu'ITO (*Independent Transmission Operator*).

Cette certification a été confirmée par la délibération de la CRE du 2 juillet 2020, consécutivement à la réorganisation des participations de la CDC.

Tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (TURPE transport)

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, le TURPE transport est défini par la CRE qui en fixe le cadre, la structure et le niveau.

Le sixième tarif transport (TURPE 6 HTB) a été fixé par délibération de la CRE du 21 janvier 2021 publiée au *Journal officiel* le 23 avril 2021 (dite « délibération TURPE 6 HTB »). Il a encadré :

- le niveau des ressources dont dispose RTE pour accomplir ses missions ;
- les tarifs d'utilisation du réseau, qui évoluent chaque année en fonction de l'inflation et des coûts exposés par RTE pour l'opération du système électrique ;
- le cadre de régulation applicable à RTE et, en particulier, la rémunération financière de ses actifs qui résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR) et d'un taux de rémunération. Ce taux a été fixé par la CRE à 4,6 % pour la période tarifaire 2021-2024. La BAR s'élève au 31 décembre 2024 à 17 milliards d'euros (2). Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (ces dernières sont rémunérées au taux de la dette, soit 2,4 % à partir de 2021 conformément au cadre tarifaire organisé par le TURPE 6). Voir la section 6.1, note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Par délibération n° 2023-01 du 5 janvier 2023, la CRE a fait évoluer le cadre de régulation incitative pour prendre en compte dans TURPE 6 HTB l'impact de la très forte hausse des prix de gros de l'électricité survenue à partir de l'hiver 2022-2023 sur l'activité de RTE. Cette évolution a notamment porté sur les modalités de partage des risques entre les utilisateurs du réseau et RTE sur les postes liés à la gestion du système électrique tels que les congestions réseaux, la contractualisation des réserves, la gestion de la tension.

En 2024, une évolution mécanique du TURPE 6 HTB de +4,99 %, prévue pour intervenir au 1er août 2024, a été reportée au 1er novembre 2024 par le gouvernement.

Par délibération n° 2025-02 du 6 janvier 2025, la CRE a proposé, pour 2025, une évolution exceptionnelle du TURPE HTB pour une entrée en vigueur au 1er février 2025. Ce mouvement tarifaire de +9,61 % vise à anticiper l'apurement du solde prévisionnel du compte de régulation des charges et produits (CRCP) de RTE constitué tout au long de la période de TURPE 6 HTB.

Par ailleurs, l'année 2024 a été marquée par la préparation du prochain TURPE 7 HTB et d'échanges techniques approfondis avec la CRE s'agissant du cadre de régulation tarifaire, de la structure tarifaire et du niveau du tarif. Ce futur tarif couvrira la période 2025 à 2028 et sera fixé par délibération de la CRE début 2025. Il devra permettre d'accompagner les besoins d'investissements de RTE pour assurer le renouvellement du réseau et son développement pour accueillir de nouveaux utilisateurs, dans un contexte de décarbonation et d'électrification de l'économie française, ainsi que le décrira le plan de développement du réseau à l'horizon 2040 qui sera prochainement publié par RTE.

(1) La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, dite « loi Grenelle II », missionne RTE pour accompagner le développement des énergies renouvelables par l'élaboration des Schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR), qui permettent d'intégrer les énergies renouvelables au système électrique, tout en assurant la sûreté du système et la maîtrise des coûts.

(2) Montant à valider par la CRE.

1.4.4.1.2.1 Maintenance de l'infrastructure de transport et gestion d'actifs

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport par des interventions de maintenance, de réhabilitation ou de renouvellement des ouvrages ainsi que de dépannage d'urgence.

L'intégration progressive des nouvelles technologies, en particulier le monitoring, permet :

- d'adapter les politiques techniques de renouvellement d'actifs ; et
- de développer la maintenance conditionnelle et prédictive via l'optimisation de la gestion des ressources en ciblant les opérations prioritaires et en limitant l'intervention au juste nécessaire.

La numérisation du réseau et le monitoring permettent d'établir un diagnostic à distance et de déployer les nouvelles technologies de maintenance (drones, visualisation 3D, réalité augmentée...). En complément, les outils de test et de simulation facilitent la prise de décision en matière de gestion du réseau. L'analyse de données en masse vise à rendre possible l'élaboration de nouvelles stratégies de gestion des actifs pouvant conduire à des équilibres différents entre maintenance, réhabilitation et renouvellement.

Enfin, la mise en place de manière progressive, dès fin 2024 et sur les deux prochaines années, des salles dédiées à la supervision à tout instant des infrastructures permettra d'optimiser les opérations de maintenance et d'améliorer la réactivité sur le traitement à distance d'incidents sur le réseau. L'objectif est d'augmenter la disponibilité du réseau au service des clients et des territoires.

1.4.4.1.2.2 Exploitation du système électrique

Les modalités d'exploitation du système électrique, de la gestion des mécanismes de marchés (dont la gestion des interconnexions) et la coordination des réseaux en Europe sont régies conformément aux textes législatifs et réglementaires européens (codes de réseau, *Clean Energy Package*...).

Gestion du système électrique

RTE gère, en temps réel, les flux sur le réseau de transport. Il met en œuvre les moyens à sa disposition au travers du mécanisme d'ajustement pour assurer, en temps réel, l'équilibre entre l'offre et la demande. Le coût correspondant aux ajustements, mis en œuvre par RTE est dû aux écarts négatifs entre les flux prévisionnels et ceux réalisés, et est répercuté sur les « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre concernés.

Gestion des interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins. Ces interconnexions permettent d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre, renforce la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité et contribue au développement du marché européen de l'électricité. Elles permettent aux acteurs de marché d'acheter et de vendre de l'énergie dans d'autres pays européens, en tenant compte des écarts de prix de part et d'autre des frontières, et ainsi de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne (notamment les énergies renouvelables).

Coordination des réseaux en Europe

Les textes réglementaires définissent les services que les centres de coordination [1] rendent aux gestionnaires de réseaux de transport, dans un cadre harmonisé et en mettant en œuvre entre eux des modalités de fourniture complémentaires et résilientes. Les cinq premiers services, dont la mise en œuvre complète est en cours d'achèvement, concernent l'élaboration de modèles de réseaux communs, les calculs de capacités, les analyses de sécurité, la coordination des retraits d'ouvrages et l'évaluation de l'adéquation entre l'offre et la demande. Le *Clean Energy Package* comprend une liste de 16 services complémentaires (analyses ex-post, dimensionnement régional des réserves, formation...). Les gestionnaires de réseaux et les Centres de coordination élaborent des méthodologies communes pour leur mise en œuvre progressive qui a débuté mi-2022.

1.4.4.2 La distribution – Enedis

38,8 millions	1,4 million	5 346 M€	41 016	356
de clients	de km de réseau	d'investissements en 2024	collaborateurs	contrats de concession

Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a pour mission principale l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité. Il garantit sa sécurité et sa sûreté en veillant, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité. Enedis dessert aujourd'hui environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des entreprises locales de distribution (ELD).

Enedis en 4 principes clés

Le modèle français de l'opérateur de distribution d'électricité Enedis repose sur 4 grands principes :

- **un monopole légal** qui confie à Enedis 95 % de la distribution d'électricité sur le territoire français métropolitain ;
- **la péréquation tarifaire** et une facturation de l'acheminement en logique timbre-poste, garant d'équité et de solidarité pour les usagers et les territoires ;
- **des contrats de concession signés avec les différentes autorités organisatrices de la distribution d'électricité**, garants d'une gouvernance territoriale décentralisée ;
- **une stricte séparation avec les activités concurrentielles et les autres acteurs** (en particulier les fournisseurs et les producteurs d'électricité), afin de respecter les règles d'indépendance et de garantir, notamment, l'absence de discrimination pour l'accès au réseau.

(1) Parmi ceux-ci, Coreso, centre de coordination, technique, rassemble 9 gestionnaires de réseaux de transport (GRT) : RTE, ELIA, NGSO, EirGRID, Soni, 50hz, TERNA, REE, REN.

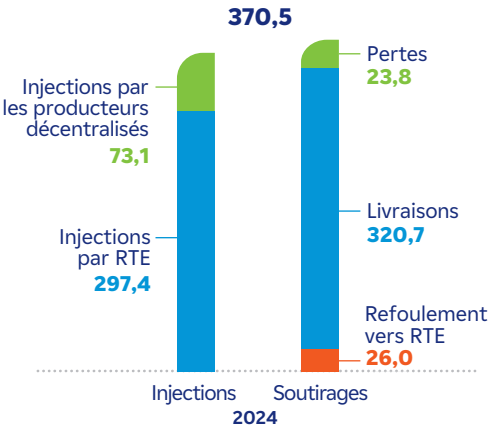
En 2024, Enedis a distribué l'électricité à plus de 38,8 millions de clients (points de livraison). Il a également permis la connexion de plus de 1 089 402 sites de production et de stockage en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,4 million de kilomètres.

Le réseau de distribution d'Enedis est constitué, au 31 décembre 2024, d'environ :

- 673 700 kilomètres de lignes haute tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 744 100 kilomètres de lignes basse tension (BT) à 400 volts ;
- 2 252 postes sources HTB/HTA ;
- 819 200 postes de transformation HTA/BT.

BILAN SIMPLIFIÉ DES FLUX ÉNERGÉTIQUES – 2024

(en TWh)



Depuis le 1er juillet 2023, le volume des pertes est calculé à partir de mesures quotidiennes réalisées au périmètre Enedis. Il est défini par la différence entre les injections (réalisées par RTE, les ELD ou par les producteurs décentralisés) et les consommations facturées, diminuée du refoulement vers RTE.

Ce refoulement correspond au volume de production locale non utilisé sur le réseau, lorsqu'à un instant donné, le soutirage est inférieur à la production. Le volume refoulé augmente depuis le déploiement massif des productions éoliennes et photovoltaïques dans des zones à faible consommation.

Les pertes sont constituées :

- des pertes techniques inhérentes au fonctionnement du réseau de distribution qui résultent d'effets physiques et dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée ;
- des pertes non techniques liées à l'absence ou au dysfonctionnement du comptage, aux fraudes notamment sur les compteurs.

Enedis doit compenser ces pertes pour garantir l'équilibre global du système sur son périmètre. Le montant des achats d'énergie pour compenser les pertes enregistrées dans les comptes est de 2 425 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, et en application de sa politique de couverture, Enedis achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, sur le marché à terme ou spot. Elle agit soit par l'intermédiaire de plateformes de marchés organisées, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence une quinzaine de fournisseurs qualifiés. Enedis participe également aux appels d'offres de vente d'électricité des obligations d'achats organisés par la mission Obligation d'achat, au sein de la DOAAT (1).

L'accès d'Enedis aux droits à l'ARENH (2) pour les pertes se fait au travers d'appels d'offres spécifiques auprès d'un panel de fournisseurs qualifiés pour ce produit. Enedis exerce ses droits à l'ARENH lorsque les prix de marché sont supérieurs au prix de l'ARENH.

(1) Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading* d'EDF.
(2) Accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

1.4.4.2.1 Organisation d'Enedis

En application des directives européennes et afin de garantir les règles d'accès non discriminatoire aux réseaux et d'indépendance de gestion qui s'imposent au gestionnaire de réseaux, celui-ci doit être séparé de toute activité de fourniture et de production d'énergies. Ainsi, lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être juridiquement distinct de manière à garantir son indépendance fonctionnelle et décisionnelle.

Dans ce cadre, EDF et Gaz de France, aujourd'hui Engie, ont filialisé leurs gestionnaires de réseau de distribution. Créée en 2008, ERDF est devenue Enedis le 1er juin 2016. Cette nouvelle dénomination permet au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de gagner en visibilité et en clarification sur ses missions, comme le souhaite la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Enedis et GRDF partagent un « service commun » conformément au cadre légal. Voir la section 1.4.4.2.3 « Le service commun à Enedis et GRDF ».

- Le Conseil de surveillance est composé de quinze membres :
  - huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire ;
  - cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public ;
  - un est nommé par l'État en vertu des articles 4 ou 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 ; et
  - un représentant les autorités organisatrices de la distribution d'électricité, est désigné par décret en application de l'article 153 de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
- En application de la possibilité offerte par l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 (article 15) et dans le respect du décret n° 2015-38 du 19 janvier 2015, l'État a désigné, par arrêté en date du 21 avril 2020, un Commissaire du Gouvernement aux fins d'assister aux séances du Conseil de surveillance d'Enedis.
- Le Directoire, composé au maximum de 5 membres, exerce ses fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans les limites fixées par le Code de l'énergie et les statuts d'Enedis.

Missions d'Enedis en France

Enedis exerce, dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés avec chacune des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental. Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession avec les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;

- assurer le bon fonctionnement du marché et l'égal accès des acteurs du marché au réseau de distribution et aux données ;
- favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et la mise en œuvre des actions d'efficacité énergétique ;
- assurer le suivi des périmètres d'effacement ;
- être garant de la répartition et de la comptabilisation des flux d'énergie entre les acteurs utilisateurs des réseaux, et de la juste compensation des pertes sur ces réseaux.

Enedis, première entreprise à mission dans le secteur de l'énergie

Depuis le 27 juin 2023, Enedis est devenue la première grande entreprise à mission du secteur de l'énergie. Dans le prolongement de ses missions de service public, Enedis réaffirme son engagement de contribuer dans la durée à une société plus juste et plus durable, en orientant ses décisions vers la création d'un impact positif, environnemental et social.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

Évolution des investissements

En 2024, 5 346 millions d'euros ont été investis par Enedis dont :

- 2 806 millions d'euros consacrés aux raccordements (consommateurs et producteurs) et à l'adaptation du réseau à la charge ;
- 1 910 millions d'euros dédiés à la qualité de la desserte, la sécurisation des réseaux, la sécurité et la préservation de l'environnement ;
- 630 millions d'euros investis dans les systèmes d'information et de télécommunications et les moyens d'exploitation (véhicules, engins, immobilier…).

Les investissements de raccordement poursuivent leur croissance en 2024 du fait d'une forte demande. Côté clients, on observe un recul de la demande sur les logements individuels, consécutif notamment à la crise rencontrée sur le marché de la construction neuve, et une accélération sur les bornes de recharge de véhicules électriques. Côté producteurs, la forte croissance de la demande résulte des impacts de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque).

En complément, les autorités concédantes ont investi 838 millions d'euros en 2024.

Au total, près de 6 184 millions d'euros ont donc été investis en 2024, en France continentale, sur les réseaux de distribution du périmètre opéré par Enedis.

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ENEDIS

(en millions d'euros)	2024	2023
Raccordements et renforcements	2 806	2 524
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	609	576
Outils de travail et moyens d'exploitation	630	619
Modernisation du réseau	1 301	1 167
Total investissements Enedis	**5 346**	**4 886**
REMISES D'OUVRAGES PAR LES TIERS ET COLLECTIVITÉS (1)	**838**	**812**
Total investissements sur le réseau	**6 184**	**5 698**

(1) Après déduction PCT (a) et article 8 (b) pour la part financée par Enedis.

(a) PCT (part couverte par le tarif) : part versée aux concédants maîtres d'ouvrage de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement.

(b) Article 8 de l'annexe I du cahier des charges de concession portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (comme les travaux d'enfouissement des lignes).

En sus de ses investissements, Enedis poursuit ses efforts de maintenance préventive des réseaux, notamment en effectuant des travaux d'élagage. Le montant comptabilisé en 2024 en charges d'exploitation s'élève à 392 millions d'euros (contre 359 millions d'euros en 2023).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2024, la durée moyenne de coupure ressentie par les clients basse tension a été de 71,6 minutes. Elle dépasse l'objectif fixé à 62 minutes par la régulation incitative dans le cadre du TURPE en raison d'une succession d'aléas climatiques (tempêtes, orages, inondations). Pour faire face à ces aléas, les programmes de résilience montent en puissance, ce qui se traduit à court et moyen termes par une hausse des interruptions pour travaux. Cette hausse est également accentuée par les chantiers liés au raccordement des énergies renouvelables.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, Enedis s'appuie sur la Force d'intervention rapide électricité (FIRE). Ce dispositif lui permet de mobiliser, à tout moment, sur une région touchée, les équipes et les moyens d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. En 2024, la FIRE a été mobilisée à trois reprises pour les réseaux gérés par Enedis.

Le développement des énergies renouvelables

2024 a été marqué par une croissance importante des raccordements réalisés par Enedis, en particulier pour la filière photovoltaïque. Ainsi, 248 385 installations photovoltaïques nouvelles ont été raccordées (contre 206 944 en 2023) pour une puissance de 4 667 MW (contre 3 135 MW en 2023). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également avec 934 MW raccordés en 2024 (contre 1 010 MW en 2023).

À fin 2024, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau opéré par Enedis est d'environ 41,6 GW de puissance installée. Il est composé respectivement de 22,1 GW de centrales photovoltaïques et de 19,5 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques (1,9 GW), les cogénérations (2,8 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2024, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 49,1 GW de puissance installée, à comparer aux 43,3 GW fin 2023.

Dans le total des raccordements d'installations photovoltaïques de l'année 2024, 235 593 concernent des producteurs raccordés en BT (1) inférieur à 36 kVA, raccordés en autoconsommation, avec ou sans revente du surplus, ce qui représente près de 100 % des raccordements « petits producteurs » de l'année.

(1) Basse tension.

Enedis a également poursuivi ses efforts pour développer les capacités d'accueil des énergies renouvelables. Il a mis en œuvre les travaux de construction des postes sources dans le cadre du dispositif réglementaire des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

Le développement de la mobilité électrique

L'électrification du secteur du transport induit une activité importante pour Enedis. Tous les points de charge nécessaires aux véhicules électriques doivent être raccordés, directement ou indirectement, au réseau public de distribution. Celui-ci doit être en mesure d'acheminer la quantité nécessaire d'électricité à la puissance instantanée requise.

Les ventes de véhicules électriques ont vraiment décollé en France en 2020, représentant de l'ordre de 10 % des ventes de véhicules neufs, contre 2 à 3 % en 2019. L'augmentation s'est poursuivie en 2021 puis en 2022. Fin 2024, le parc de véhicules électriques rechargeables [1] atteint 2 059 555 véhicules, soit une augmentation de 29 % par rapport à fin 2023.

Pour répondre à la croissance des volumes de raccordement d'Installations de recharge de véhicules électriques ou « IRVE », Enedis a mis en place une organisation grands comptes IRVE. Elle est en charge de coordonner le suivi des études et travaux de raccordement des acteurs « multi-raccordeurs IRVE » qui déploient des plans d'implantation de bornes de recharge sur tout le territoire. Fin 2024, on compte en France près de 155 000 points de recharge accessibles au public.

En 2024, Enedis a réalisé 11 395 raccordements dédiés à des infrastructures de recharge de véhicule. Ce chiffre est en augmentation de 21 % par rapport à 2023.

L'équipement en infrastructures de recharge des parkings d'immeubles d'habitation collectifs est également un enjeu clef du déploiement de la mobilité électrique : près d'un foyer français sur deux réside en immeuble. On compte sur le territoire desservi par Enedis 236 000 résidences disposant d'un parking de plus de 5 places. Leurs copropriétaires ou bailleurs peuvent choisir, soit :

- de confier l'équipement en infrastructures de recharge à un opérateur privé, pour lequel Enedis devra raccorder un point de livraison dédié ;
- d'opter pour la solution publique qui consiste à prolonger le réseau public de distribution dans le parking pour pré-desservir les places.

En 2024, Enedis a réalisé 4 440 mises en service dédiées à la recharge en immeuble, soit 72 % de plus qu'en 2023. Fin 2024, le parc de résidences est équipé à 4 % en infrastructure collective permettant la recharge.

Enedis accompagne les collectivités locales dans l'établissement des schémas directeurs d'infrastructure de recharge de véhicules électriques (SDIRVE). Fin 2024, 116 SDIRVE ont été lancés et plus de 80 ont été validés en préfecture.

Enedis est engagée dans l'électrification de sa propre flotte. Fin 2024, sa flotte de véhicules légers et utilitaires légers, qui compte 18 000 véhicules environ, est électrifiée à 37,9 % et près de 7 800 bornes de recharge sont installées sur ses sites.

Activité de gestionnaire de réseau de distribution en lien avec les acteurs de marché

Dans le cadre des contrats GRD-RE et GRD-F, Enedis exerce des activités en lien avec les responsables d'équilibre (RE) et les fournisseurs d'électricité. Elle procède à la reconstitution des flux d'énergie au périmètre de chacun des RE (au nombre de 85 à fin 2024) pour nourrir le mécanisme de responsable d'équilibre porté par RTE. Elle assure la relation au quotidien avec les fournisseurs d'électricité (au nombre de 95 à fin 2024) pour permettre à leurs clients en contrat unique de bénéficier de l'acheminement de l'électricité et des prestations associées.

Du fait des enjeux de sobriété et des besoins des clients en information sur leur consommation d'électricité, les données mesurées par Enedis (énergie et puissance) sont fortement sollicitées par les fournisseurs d'électricité mais aussi par les 802 tiers [2] qui disposent d'un contrat d'accès aux données via le portail d'interface mis en place par Enedis.

Cadre réglementaire

Tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE distribution)

Le chiffre d'affaires d'Enedis est constitué à plus de 90 % des recettes perçues au titre de l'acheminement de l'électricité. Le TURPE, en niveau et en structure, est établi par la CRE de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux efficaces. Voir la section 6.1, note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Le TURPE 6 distribution est en vigueur depuis le 1er août 2021. La dernière évolution tarifaire a eu lieu le 1er novembre 2024, avec une hausse moyenne de 4,81 %.

La CRE a annoncé en décembre 2024 qu'elle envisageait de faire évoluer de manière exceptionnelle le TURPE 6 le 1er février 2025 pour apurer plus rapidement les créances tarifaires envers les gestionnaires de réseaux (CRCP) générées par la crise des prix de l'énergie ces dernières années. Cette évolution permet également de faire coïncider les hausses du TURPE avec la baisse de la part fourniture du TRVE.

La CRE a saisi le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 7 janvier 2025 avec ses délibérations portant projet de décision, présentant une hausse du TURPE distribution de 7,7 % et une hausse du TURPE transport de 9,61 %.

Le TURPE 7 entrera en vigueur le 1er août 2025, suite à la concertation menée par la CRE depuis fin 2023. La délibération sera prise par la CRE fin janvier/début février 2025. En conséquence de la hausse exceptionnelle du TURPE 6 le 1er février 2025, la CRE a annoncé que le niveau moyen du TURPE 7 n'évoluera pas le 1er août 2025 mais uniquement à partir du 1er août 2026, à un niveau proche de l'inflation, dans l'attente de sa délibération finale sur le TURPE 7.

Concessions

Au 31 décembre 2024, Enedis est coconcessionnaire avec EDF de 356 contrats de concession. Ils couvrent environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Ces contrats sont conclus pour une durée généralement comprise entre 25 et 30 ans.

En décembre 2017, la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession. France urbaine représente les métropoles, les grandes intercommunalités urbaines et les villes. La plupart de ses membres disposent de la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le modèle de contrat ainsi révisé réaffirme les principes du modèle concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale, tout en tenant compte des enjeux de la transition énergétique. Le 20 novembre 2024, il a été modifié par un avenant à l'accord-cadre précité qui clarifie la rédaction de la clause de fin de contrat. L'officialisation de ce nouveau modèle a ouvert la voie à une modernisation, dans la durée, de la relation d'Enedis avec les autorités concédantes.

Au 31 décembre 2024, on dénombre ainsi 296 contrats de concession conclus sur la base de ce modèle, dont, en 2024, celui de la ville de Paris et 4 autres contrats. S'y ajoutent 30 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, pour un total de 326 contrats modernisés.

(1) Véhicules électriques et véhicules hybrides rechargeables (VHR).
(2) Un tiers s'entend ici comme un acteur qui n'est ni le fournisseur ni le client titulaire du point de comptage et qui peut accéder aux données du client dont il a obtenu l'autorisation préalable.

Cadre réglementaire

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi qu'à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de ces textes de loi, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution d'électricité dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment des établissements publics de coopération intercommunale dont certains couvrent tout un département.

La séparation des activités de production et fourniture d'une part et de distribution d'autre part, imposée par les directives européennes, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés, confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives et, d'autre part, la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à Enedis et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives, et à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que ces contrats de concession sont tripartites. Ils sont en effet signés, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution et par EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés.

Dans les limites fixées par la loi et par la jurisprudence, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution qui constituent des biens de retour [1].

Conformément à l'article L. 3213-1 du Code de la commande publique, qui transpose en droit interne l'article 10.1 de la directive communautaire n° 2014/23/UE du 26 février 2014, les contrats de concession pour l'exploitation du réseau public de distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés sont conclus de gré à gré, c'est-à-dire sans procédure de publicité et de mise en concurrence.

1.4.4.2.3 Le service commun à Enedis et GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF [2] n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus. L'UMS (Unité médico-sociale) reste la dernière entité mixte, au sein du service commun, à prester pour les deux distributeurs (Enedis et GRDF).

1.4.4.2.4 Enjeux futurs

Une trajectoire d'investissement ambitieuse pour favoriser la transition écologique et garantir la qualité de fourniture face aux changements climatiques

Enedis prévoit 96 milliards d'euros ($€_{2021}$) d'investissements (investissements bruts hors remise d'ouvrage – cf. paragraphe ci-dessus) sur la période 2022-2040. Ainsi, les investissements annuels passeront de 3,9 milliards d'euros en 2021 (hors déploiement Linky) à durablement plus de 5 milliards d'euros ($€_{2021}$).

Ces investissements vont permettre d'accompagner la transition écologique par le raccordement des infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE) et celui des énergies renouvelables. La fin de la vente des véhicules thermiques en 2035 et la généralisation des véhicules électriques vont conduire à un pic d'investissements aux alentours de 2030, avec un enjeu majeur autour du résidentiel collectif. Par ailleurs, l'accélération rapide du développement des énergies renouvelables va se poursuivre, particulièrement sur le photovoltaïque, avec la publication prochaine d'une nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie.

En parallèle, Enedis prévoit des programmes de modernisation qui couvrent l'ensemble des ouvrages à risque avec un renouvellement ciblé en fonction des probabilités de défaillance. Les programmes déjà engagés sont prévus en croissance pour continuer d'améliorer la qualité de fourniture et la résilience, dans le contexte d'évolution des risques liée aux changements climatiques (incendies, canicules, inondations, coups de vent et tempêtes). Ils visent à :

- améliorer la résilience des réseaux aux aléas climatiques par l'enfouissement ou la restructuration de réseaux traversant des zones boisées ou exposées au vent, au givre ou à la neige ;
- améliorer la fiabilité des réseaux HTA aériens, par la rénovation programmée ;
- résorber des câbles souterrains en isolation papier imprégné ;
- résorber les réseaux BT aériens nus ;
- limiter l'impact des inondations et accélérer la réalimentation.

Enedis accompagne le développement massif de la mobilité électrique

Le développement de la mobilité électrique représente le principal facteur d'augmentation de la consommation d'électricité du pays à horizon 2050. Selon les projections d'Enedis, concordantes avec les scénarios de la SNBC (Stratégie nationale bas carbone), 18 millions de véhicules électriques rechargeables circuleront en France en 2035, soit 40 % du parc de véhicules légers et utilitaires légers à cette échéance.

Le volume d'activité lié au raccordement des nouveaux points de charge nécessaires à ces véhicules (à domicile, sur la voie publique, sur les parkings des centres commerciaux, sur les sites des entreprises, sur les grands axes routiers et autoroutiers…) représente un vrai défi pour Enedis, tout particulièrement les solutions de recharge dans l'habitat collectif. Une organisation dédiée en mode projet a été mise en place pour faire face à la forte croissance de ce segment.

L'adaptation des réseaux de distribution au développement de ce nouvel usage constitue également un défi.

Dans ce contexte, Enedis conduit de nombreuses études et expérimentations sur les questions structurantes que pose la mobilité électrique : pilotage de la recharge, utilisation des batteries des véhicules électriques pour rendre des services au système électrique, synchronisation recharge et production EnR, utilisation des données du véhicule, de la borne, de comptage, modélisation et étude d'impact sur les réseaux des besoins en recharge rapide (sur autoroutes notamment). L'objectif est d'anticiper les impacts sur le système électrique et sur les activités du distributeur.

Pour répondre à la complexité de la transition énergétique, le réseau de distribution d'électricité poursuit sa révolution numérique

L'arrivée massive sur le réseau de distribution de sources de production diffuses et intermittentes, et la forte croissance de la mobilité électrique, nécessitent un contrôle et un pilotage des flux de plus en plus fin et complexe.

(1) Les biens de retour sont ceux qui font obligatoirement retour à la collectivité concédante en fin de concession. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à cette collectivité. Ils sont définis par le contrat de concession ou même par la loi. À défaut, sont généralement qualifiés comme tels les biens indispensables à l'exécution du service concédé.
(2) Défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie.

Dans ce contexte, et pour répondre aux défis de la transition écologique, Enedis s'appuie sur les technologies numériques et industrialise les *smart grids*. Il s'agit d'équiper les réseaux avec des centaines de milliers de capteurs, de poursuivre la digitalisation des systèmes communicants d'ancienne génération, de développer les outils numériques permettant d'ordonnancer les raccordements pour garantir une gestion des flux qui respecte la limite technique des ouvrages (DERMS), ainsi que de renforcer la supervision et la résilience (dont la cybersécurité) des infrastructures et systèmes d'information.

À ce jour, le déploiement, à l'échelle industrielle, des technologies *smart grids* est un levier essentiel d'accélération de la transition écologique.

Cadre réglementaire

Régulation Linky

Le projet Linky, porté par Enedis, bénéficie d'une régulation spécifique sur la durée de vie des compteurs (20 ans), avec une base d'actifs régulés dédiée pour les compteurs mis en service entre 2015 et 2021 et le système d'information associé.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a ainsi fixé un taux de rémunération nominal des actifs avant impôts de 7,25 %, auquel s'ajoute une prime additionnelle de 3 % assortie d'une régulation incitative relative au respect des coûts, des délais ainsi qu'à la performance du système, portant alors la rémunération de la base d'actifs à 10,25 %. Comme le prévoyait la délibération du 17 juillet 2014, la régulation incitative de la performance du système sur les années 2020 et 2021 a été fixée par la délibération de la CRE du 23 janvier 2020. La phase de déploiement massif ayant pris fin en décembre 2021, la CRE, dans sa délibération du 17 mars 2022, a fixé les indicateurs incités financièrement, dans le cadre du suivi de la performance du système de comptage évolué Linky pour la période 2022-2024. En complément, un différé tarifaire destiné à assurer une neutralité tarifaire de Linky pour le client, conduit à décaler des recettes relatives à la période 2014-2022 vers la période 2023-2030. Ce différé tarifaire, assorti d'une compensation des coûts de portage financier (fixés à 4,6 %), sera ainsi totalement apuré d'ici à 2030. Au 31 décembre 2024, le différé est de +1 780 millions d'euros (il s'agit d'une créance tarifaire d'Enedis vis-à-vis des utilisateurs du réseau, non reconnue au bilan du Groupe au 31 décembre 2024, en application du référentiel comptable en vigueur à ce jour).

En 2024, ce sont environ 910 000 nouveaux compteurs « Linky » qui ont été implantés sur le réseau, dont près des deux tiers en remplacement des compteurs d'anciennes générations. Les compteurs « Linky » représentent maintenant 95 % du parc actif et permettent aux clients de suivre de plus près leur consommation.

Ce système permet également d'identifier plus finement qu'avant les zones du réseau basse tension touchées par des ruptures d'alimentation au cours des évènements climatiques, et ainsi d'accélérer leur remise en état.

Ce système de comptage communicant a aussi permis de superviser l'alimentation des sites lors des Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024.

Enedis a également développé, et lancé à l'échelle industrielle, de nouveaux postes-sources qui sont l'élément clé des réseaux. Il s'agit de postes-sources express dont la conception et le pré-assemblage en usine permettent de gagner un an sur un délai de raccordement d'un producteur tout en optimisant son coût. Un tiers des postes qui seront construits d'ici 2035 le seront selon cette conception.

L'innovation est clé pour optimiser les investissements, exploiter les infrastructures de manière performante en prenant en compte l'écoconception dès le démarrage des projets. La révolution numérique sur les réseaux et dans les métiers d'Enedis est menée en concertation avec l'ensemble de l'écosystème d'innovation, dans le domaine des *smart grids* comme dans celui de la FrenchTech. Cette politique d'innovation s'appuie systématiquement sur les laboratoires de recherche, universités, start-up, associations et entreprises de toutes tailles. Cette démarche représente des opportunités d'emplois et de croissance dans les territoires et donne de la visibilité à l'international sur ces réalisations.

Enedis a été ainsi à l'initiative (avec RTE) de la création de *Think Smartgrids*, l'association du secteur français des réseaux électriques Intelligents qui promeut la filière à l'international. Elle regroupe aujourd'hui une centaine de membres.

La France en tête grâce au réseau intelligent d'Enedis

Le service public de distribution d'électricité français a été désigné le gestionnaire de réseau de distribution le plus *smart* au monde pour la troisième fois consécutive, en remportant la première place du palmarès SGI [1]. Enedis poursuit sa dynamique industrielle, technique et technologique pour faire du réseau public de distribution d'électricité en France, une référence mondiale pour les années à venir.

La gestion des données, un aspect fondamental de la révolution numérique

Enedis est également devenue, en quelques années, l'un des leaders du secteur énergétique en matière de données. Aujourd'hui près de 500 types de données par an sont mis à disposition des clients, des collectivités et des acteurs de marché. Enedis a été parmi les premières de son secteur à ouvrir une plateforme d'*open data* au niveau européen. Elle est également à l'initiative de la création de l'Agence ORE [2] qui réunit l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'électricité et gaz en France et met à disposition l'ensemble des données de tous les opérateurs.

La mission d'Enedis de collecte, de protection et de mise à disposition des données a permis de développer des solutions industrielles pour l'ensemble des Français à l'instar du programme Linky. L'utilisation de ces données revêt un intérêt stratégique pour Enedis. Elles permettent également d'améliorer sa performance industrielle et la qualité du service rendu aux clients. Cela pose également de nouveaux défis d'envergure en matière de cybersécurité et nécessite une protection renforcée des systèmes et des données. L'ensemble des systèmes d'information d'Enedis respectent la protection des données individuelles. Enedis répond à cet égard aux normes et règles édictées par la CNIL (Commission nationale informatique et libertés).

Un service public responsable à impact positif au service de la transition écologique

Dans la continuité de son projet d'entreprise, Enedis est devenue le 27 juin 2023 une entreprise à mission au sens de la loi Pacte de 2019, avec pour raison d'être : ***Agir pour un service public de la distribution d'électricité innovant, performant et solidaire. Raccorder la société au défi collectif d'un monde durable.***

Son engagement se concrétise désormais dans 5 objectifs de mission pérennes, publics et mesurables, inscrits également dans ses statuts :

- mobiliser son expertise industrielle et numérique pour un réseau de distribution performant qui accompagne les modes de production décentralisés et qui accélère les usages sobres et innovants de l'électricité ;
- intégrer dans ses activités les enjeux climatiques, la préservation de la biodiversité et des ressources naturelles ;

(1) Le Smart Grid Index de Singapore Power group mesure l'intelligence des réseaux électriques à l'échelle mondiale en comparant les opérateurs sur la base de 7 critères : le suivi et la maîtrise des équipements de réseau, les *data analytics*, la fiabilité d'approvisionnement, l'intégration des ressources énergétiques distribuées, l'intégration des énergies renouvelables, la cybersécurité et la satisfaction client. En 2024, 92 opérateurs répartis dans 36 pays ont été comparés.

(2) L'Agence ORE (Opérateurs de réseaux d'énergie) fédère l'ensemble des acteurs français de la distribution d'électricité et de gaz, pour offrir une vision globale de la distribution en France, en un guichet unique et gratuit de la donnée. Elle met à disposition la donnée multiénergie, multigestionnaire de réseaux de distribution pour accompagner la transition énergétique dans les territoires français, en *open data* et sous forme de datavisualisations.

- engager ses ressources et ses investissements au plus près des collectivités au service de la cohésion et de la résilience des territoires ;
- agir avec ses salariés et ses partenaires pour un service public proche de ses clients, inclusif et solidaire ;
- ancrer dans ses métiers la diversité des personnes et des parcours, et préserver la santé et la qualité de vie au travail.

En inscrivant ces objectifs dans ses statuts, Enedis ancre sa démarche dans la durée.

Le premier rapport de mission d'Enedis a été publié en février 2024, traçant le chemin parcouru de son engagement historique à l'obtention de qualité d'entreprise à mission. En juillet 2024, Enedis a validé sa première feuille de route de mission. Co-construite avec son comité de mission, elle permet de suivre la mise en œuvre de la mission au travers 12 objectifs opérationnels et 13 indicateurs de performance.

Par ailleurs, en juillet 2024, Enedis a publié son premier rapport RSE. Ce premier rapport s'inscrit dans une démarche de transparence vis-à-vis de ses parties prenantes. Il réaffirme l'ambition d'être un service public à impact positif pour la planète, pour les femmes et les hommes, pour les territoires.

Les actions clés en faveur du climat

Plus que jamais, Enedis est mobilisée pour réussir la seconde électrification de la France et contribuer ainsi à l'objectif de neutralité carbone en 2050 en :

- accélérant le raccordement au réseau de distribution des énergies renouvelables et des points de recharge pour les véhicules électriques ;
- aidant ses clients à adopter une consommation énergétique plus sobre et plus efficace ;
- déployant des solutions électriques bas carbone à grande échelle.

Ainsi, c'est plus d'un million de producteurs d'énergie renouvelable qui ont été raccordés par Enedis au réseau public de distribution d'électricité à fin 2024.

Par ailleurs, en raccordant les Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024, Enedis a marqué l'histoire des jeux.

L'ensemble des sites de compétition ont, pour la première fois, bénéficié en totalité d'une alimentation principale par le réseau de distribution public plutôt que par des groupes électrogènes à diesel. Pendant les compétitions et cérémonies, l'ensemble des sites ont été alimentés sans interruption par Enedis, conduisant à un temps de coupure des jeux de 0 minute.

Enfin, le Comité international olympique capitalise sur cette nouvelle référence pour les prochaines villes hôtes, comme par exemple, pour Los Angeles 2028 qui utilisera aussi majoritairement le réseau.

Concernant son empreinte carbone, Enedis s'engage à réduire drastiquement ses émissions directes de gaz à effet de serre et impulse une démarche ambitieuse avec ses fournisseurs afin de réduire ses émissions indirectes :

- pour la première fois en 2024, son Bilan carbone a été audité et publié ; de nouveaux engagements de réduction de ses émissions Scopes 1 et 2, de -30 % à 2030, ont été pris [1] ;
- concernant le Scope 3, plus de 1000 chantiers bas carbone, réemployant des terres excavées, ont été réalisés en 2024.

Adaptation des réseaux de distribution

Avec des infrastructures essentielles pour la distribution d'électricité, notamment les lignes et les postes de transformation, Enedis a fait de la résilience de ses installations une priorité stratégique.

Enedis a ainsi établi un Plan d'adaptation aux aléas climatiques afin de réduire la vulnérabilité de ses 1,4 million de kilomètres de réseaux aux différents risques climatiques identifiés.

Les retours d'expérience des récents évènements climatiques confortent le bien-fondé des programmes mis en place. Pour les réseaux aériens HTA, il s'agit d'enfouissements ciblés et d'un vaste programme de rénovation visant à fiabiliser l'ensemble des réseaux par cycle de 25 ans. Les réseaux BT aériens nus sont renouvelés par des réseaux torsadés isolés ou par des réseaux souterrains. Les réseaux HTA souterrains isolés au câble papier imprégné sont renouvelés par des réseaux souterrains neufs, en fonction de leur fiabilité et de leur sensibilité au risque de canicule.

Par ailleurs, la Force d'intervention rapide électricité (FIRE), qui permet de repositionner sur l'ensemble du territoire des moyens et des hommes afin de rétablir au plus tôt l'alimentation électrique, évolue pour prendre en compte les nouvelles interactions avec les autres infrastructures (télécommunications notamment).

1.4.4.3 Systèmes énergétiques insulaires (SEI)

Les systèmes électriques non interconnectés au réseau métropolitain continental – dénommés ZNI (zones non interconnectées) gérés par EDF sont la Corse, La Réunion, la Guyane, la Martinique, la Guadeloupe ainsi que Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon et plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène, Chausey).

L'organisation d'EDF dans ces territoires repose sur deux entités juridiquement indépendantes :

- la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires (DSEI) qui assure au quotidien l'équilibre entre offre et demande. Elle gère l'ensemble des réseaux. Elle achète toute l'énergie produite sur ces territoires et exerce une activité de commercialisation au tarif réglementé de vente, et met en œuvre des actions d'efficacité énergétique ;
- la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI) qui est en charge de la construction et de l'exploitation des nouveaux moyens de production.

La mise en œuvre de la péréquation tarifaire pour l'ensemble des territoires, qui conduit à des surcoûts de production, est financée par les charges de service public de l'électricité (CSPE).

Les coûts supportés par le gestionnaire de réseau sont, quant à eux, couverts par le Tarif d'utilisation du réseau public et de distribution d'électricité (TURPE) et par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) payés par l'ensemble des utilisateurs français.

(1) Par rapport à l'année de référence 2017, sur la base du scénario A-Référence d'évolution du mix énergétique publié par RTE, et en prenant l'hypothèse du taux de perte constaté à fin 2023 sur le réseau de distribution.

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES SEI

	Données à fin 2024
Nombre de clients	1 268 000
Longueur réseaux (en km)	Environ 40 300
Puissance nette installée du parc* (en MW)	2 015
dont parc hydraulique et autres renouvelables	22 %
dont parc thermique	78 %
Production nette* (en GWh)	5 988
dont production hydraulique	18 %
Achats d'énergie auprès des tiers (en GWh)	3 955
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	67 %
dont autres énergies	33 %
Total de l'Énergie produite* et achetée auprès des tiers	**9 943**

* *Données incluant la Direction EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) et EDF Production Électrique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF.*

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à décarboner et à renforcer le parc de production d'électricité

Le groupe EDF a entrepris, en conformité avec les Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) des territoires, de remplacer ses principales centrales en fin de vie (Vazzio en Corse et Dégrad des Cannes en Guyane). Les nouvelles centrales (Ricanto en Corse et Larivot en Guyane) sont construites et exploitées par la filiale EDF PEI. En accord avec le contenu des PPE, EDF PEI exploitera les nouvelles centrales aux bioliquides (répondant aux exigences des articles L. 281-2 et suivants du Code de l'énergie) et envisage de convertir celles déjà existantes afin que 100 % de ses actifs de production produisent une électricité renouvelable d'ici 2030. Ainsi au second semestre 2023, la centrale EDF PEI de Port Est à La Réunion a été la première centrale convertie.

Actuellement partenaire dans une ferme photovoltaïque avec stockage en Guyane, et dans une ferme éolienne avec stockage en Martinique, EDF PEI renforce sa présence dans les EnR par le biais de projets en partenariat avec EDF Renouvelables. EDF PEI est également partenaire de la société GMOB qui a pour objet de déployer et d'exploiter un réseau de bornes de recharges électriques aux Antilles.

Des investissements dans les réseaux électriques

Le développement des énergies renouvelables, le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production et la nécessité d'assurer la performance du réseau existant conduisent le gestionnaire de réseaux EDF SEI à poursuivre le renforcement et le développement des réseaux électriques. Au total, le gestionnaire de réseaux EDF SEI a investi, en 2024, 283 millions d'euros dans les activités Réseaux.

Le gestionnaire de système accompagne la transition énergétique en toute sûreté

En tant que gestionnaire du système électrique, EDF SEI contribue fortement à l'insertion des EnR non synchrones dans le système électrique, favorisant l'accroissement de la part renouvelable dans le mix électrique des territoires, en toute sûreté et dans la durée. Pour ce faire, il met en œuvre des solutions techniques innovantes, issues notamment des travaux de R&D, pour adapter le système électrique, fait évoluer ses politiques de gestion et contribue au développement des moyens de stockage. Il publie par ailleurs tous les deux ans les bilans prévisionnels des systèmes électriques sur un horizon de 15 ans.

Des travaux sont en cours sur des micro-réseaux alimentés à 100 % en énergies renouvelables dans certaines zones isolées. Un système associant photovoltaïque, pilotage numérique et stockage existe ainsi depuis 2017 sur l'île de Sein. Il permet régulièrement une alimentation 100 % d'origine renouvelable pendant plusieurs heures par jour. En 2021, EDF a mis en service à Saint-Georges de l'Oyapock (4 000 habitants), en Guyane, un microréseau alimenté par 100 % d'énergies renouvelables (biomasse solide et hydraulique) associées à une batterie et un système de pilotage numérique. À Maripasoula, l'installation d'une batterie et d'un pilotage numérique accompagne la mise en service récente d'un champ de production photovoltaïque, ce qui limite le recours aux énergies fossiles.

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Les aides publiques, déterminées au sein des cadres territoriaux de compensation validés par la CRE, sont l'un des vecteurs principaux du soutien à l'équipement des consommateurs en appareils et installations économes en énergie. EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment au label « Agir Plus ».

EDF SEI a finalisé le déploiement de 1,2 million de compteurs numériques dans les départements d'outre-mer (hors Mayotte) fin 2024 (et en Corse d'ici fin 2025) pour un montant de l'ordre de 270 millions d'euros. Ces compteurs numériques contribuent à moderniser profondément la relation avec les clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique.

Conformément à la Programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse [1], EDF investit dans une nouvelle station de conversion à Lucciana, au sein du projet SACOI3 développé en partenariat avec le GRD italien (Terna). Le renouvellement de la ligne à courant continu Sardaigne-Corse-Italie, portant à 400 MW sa capacité totale, permettra à la Corse d'importer jusqu'à 100 MW à partir de 2029/2030 depuis l'Italie.

1.4.4.4 Électricité de Strasbourg (ÉS)

Le groupe ÉS est un énergéticien alsacien durablement engagé dans la performance énergétique et économique de son territoire. Lors de l'Assemblée générale extraordinaire des actionnaires du 28 juin 2024, ÉS a été la première Entreprise Locale de Distribution de France à adopter le statut de société à mission créé par la loi dite « Pacte » du 22 mai 2019.

Le groupe ÉS exerce quatre activités : la distribution d'électricité et de gaz, la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables. Ce portefeuille d'activités permet au groupe ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

Le groupe ÉS est détenu à hauteur de 88,64 % par EDF Développement Environnement (EDEV). Le solde des actions est détenu par le public et les salariés. Ses actions sont admises aux négociations sur Euronext Paris.

(1) Décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse.

La distribution d'électricité et de gaz

Strasbourg Électricité Réseaux est la filiale de distribution du groupe ÉS. Cette société est gérée en toute indépendance. Elle exerce les activités de Gestionnaire du Réseau de Distribution d'électricité sur les trois quarts du département du Bas-Rhin, dans le strict respect du code de bonne conduite.

Strasbourg Électricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique d'environ 16 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes. Elle dessert près de 600 000 points de service dans les différents niveaux de tension et assure des connexions avec les réseaux d'Enedis, de RTE et deux autres gestionnaires de réseaux locaux en aval.

En tant que gestionnaire de réseaux publics de distribution, Strasbourg Électricité Réseaux s'attache à répondre au développement des nouveaux usages et accompagne la transition énergétique, notamment par le raccordement des énergies renouvelables décentralisées et des infrastructures de mobilité électrique.

L'entreprise est inscrite dans une démarche de renouvellement et de modernisation de ses infrastructures et outils au service de la performance illustrée notamment par le déploiement industriel des compteurs communicants et par la mise en service d'une nouvelle plateforme de supervision et de conduite des réseaux.

La distribution de gaz est quant à elle assurée par la société Trois Frontières Distribution Gaz sur le territoire des Trois Frontières (Huningue, Saint-Louis, Hégenheim, Village-Neuf, Hésingue).

La commercialisation d'électricité et de gaz

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'Électricité de Strasbourg. À fin 2024, elle fournit plus de 581 000 clients en électricité (dont électricité verte) et plus de 110 000 en gaz ou biogaz. Ses clients sont des particuliers, des entreprises (tertiaire et industrie) et des collectivités.

En complément, la société propose à ses clients des services associés. Il s'agit notamment de services de dépannage (électricité, gaz ou plomberie) et de services digitaux pour aider les clients à comprendre leurs consommations d'énergie et les accompagner dans des actions concrètes de sobriété énergétique.

ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement qui portent sur la rénovation et les travaux dans l'habitat via un portail de mise en relation avec un réseau de partenaires locaux. ÉS Énergies Strasbourg est active dans le développement de solutions photovoltaïques. Elle promeut la mobilité durable dont notamment les infrastructures de recharge pour véhicules électriques. L'ensemble de ces activités commerciales liées au photovoltaïque et à la mobilité électrique sont regroupées sous la marque « Planigy par ÉS » lancée en septembre 2022.

Par ses différentes offres de fourniture, services et solutions, ÉS Énergies Strasbourg accompagne ses clients au quotidien dans la sobriété énergétique et la décarbonation de leurs usages.

Les services énergétiques

ÉS Services Énergétiques, filiale spécialisée dans les services énergétiques, est détenue à 50/50 par la holding d'Électricité de Strasbourg (FIPARES) et Dalkia. En matière de transition énergétique, elle se positionne comme apporteur de solutions durables et créateur de performance énergétique pour décarboner les usages des acteurs économiques privés et publics en Alsace. Elle propose aux entreprises, industries et collectivités, des offres attractives qui permettent :

- de créer des réseaux de chaleur adaptés aux besoins ;
- d'agir sur l'efficacité énergétique du bâti par des travaux de rénovation ;
- d'optimiser le pilotage des installations énergétiques ;
- de mettre en œuvre des solutions d'énergie renouvelable (pompes à chaleur, chaudière biomasse, solaire thermique…) pour décarboner les usages chaleur ;
- de sensibiliser les usagers aux économies d'énergie.

Par ailleurs, ÉS Services Énergétiques propose des offres de pilotage et d'optimisation en matière de génie électrique, d'éclairage industriel et public, ainsi que des activités d'ingénierie de restauration collective.

La production d'énergie renouvelable

Géothermie haute température

ÉS est l'un des principaux acteurs de la géothermie haute température en France. La société ÉS Géothermie SA exploite, depuis 2016, la première centrale de géothermie de ce type à usage industriel à Rittershoffen. Sa production thermique d'eau surchauffée renouvelable est d'environ 160 GWh/an. Elle est issue d'une ressource géothermale située à 2 500 mètres de profondeur.

ÉS exploite également la centrale géothermique électrogène située à Soultz-sous-Forêts qui produit environ 5 GWh par an.

Biomasse

La centrale de cogénération biomasse de Strasbourg valorise les résidus de la filière bois des massifs vosgiens et de la Forêt-Noire. D'une puissance de 34 MW thermiques et 10 MW électriques, elle produit chaque année environ 60 GWh d'électricité d'origine renouvelable et environ 110 GWh de chaleur d'origine renouvelable.

Hydraulique

La centrale hydraulique du Framont, d'une puissance de 400 kW, permet, selon l'hydraulicité, la production d'environ 2 GWh par an, soit la consommation électrique annuelle d'environ 500 logements.

Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg détient une participation de 35 % dans SERHY. La société est spécialisée dans la construction et l'exploitation de centrales hydroélectriques dans les massifs alpins et pyrénéens principalement. La production renouvelable de SERHY est d'environ 170 GWh par an.

Lithium

ÉS et Eramet ont signé, en janvier 2023, un protocole d'accord visant à étudier les possibilités d'extraire du lithium qualité batterie à partir des saumures géothermales alsaciennes. Le projet Alsace Géothermie Lithium (AgeLi) vise une production annuelle d'au moins 10 000 tonnes de lithium par an d'ici 2030.

1.4.5 Activités du Groupe à l'international

Le groupe EDF fournit de l'électricité et du gaz à 41,5 millions de clients dans le monde : particuliers, marchés d'affaires, collectivités locales. Il est un fournisseur d'énergie majeur sur quatre marchés clés européens : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique. Le Groupe a l'ambition de se déployer sur de nouvelles géographies en développant des solutions bas carbone dans les pays en croissance tout en confortant ses positions en Europe.

1.4.5.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est placée sous la responsabilité d'EDF Energy et d'EDF Trading [1] et réunit d'autres sociétés du Groupe (Dalkia UK, EDF Renewables UK et Pod Point). EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens du Royaume-Uni et emploie 12 680 personnes sur ses différents sites implantés dans le pays [2]. EDF Trading fournit des services d'optimisation et de gestion des risques au groupe EDF ainsi qu'à des tiers. L'objectif d'EDF au Royaume-Uni est d'aider la Grande-Bretagne à atteindre la neutralité carbone. Pour ce faire, EDF mène la transition vers un système énergétique décarboné dans cinq domaines d'activité :

- nucléaire : la production d'électricité sans carbone [3], les services de démantèlement, la construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point et le développement d'autres nouvelles centrales nucléaires ;
- vente au détail : la fourniture aux particuliers et PME d'électricité, de gaz et de services énergétiques. Offrir aux clients des solutions de mobilité électrique avec Pod Point, dans laquelle EDF détient une participation majoritaire, de chauffage bas carbone avec CB Heating Ltd (EDF Heat Pumps) et de panneaux solaires et systèmes de batteries avec Contact Solar ;
- entreprises et commerce de gros : la fourniture d'électricité, de gaz et de services énergétiques au sens large aux grandes entreprises, au secteur public et aux propriétaires d'actifs ;
- renouvelables : le développement, la construction et l'exploitation d'installations de production d'énergie éolienne et solaire et de stockage par batteries de grandes capacités au Royaume-Uni et en Irlande par EDF Renewables UK et le développement de solutions d'hydrogène vert bas carbone avec Hynamics ;
- services techniques : la fourniture de prestations de services techniques et énergétiques auprès du secteur privé et public avec Dalkia UK.

1.4.5.1.1 Stratégie et développement durable d'EDF au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF soutient l'ambition du gouvernement britannique de produire 100 % d'électricité propre d'ici 2030 (Clean Power by 2030) et d'atteindre l'objectif de la neutralité carbone (*Net Zero*) d'ici 2050. La trajectoire *Net Zero* préservera la sécurité énergétique de la Grande-Bretagne et contribuera à protéger les clients de la volatilité des prix de l'énergie à l'échelle mondiale, créant ainsi des opportunités économiques pour les entreprises et les collectivités. Dans un système énergétique de plus en plus complexe et interconnecté, l'étendue des capacités d'EDF au Royaume-Uni constitue un avantage stratégique.

La dernière version du rapport d'étape *Helping Britain Achieve Net Zero* d'EDF [4] présente les progrès et les projets de l'entreprise pour aider la Grande-Bretagne à décarboner la société et l'économie et plus largement, à atteindre ses objectifs en matière de développement durable. Il s'agit notamment d'aider les clients à « économiser de l'argent et économiser du carbone », de minimiser les impacts environnementaux et d'apporter une contribution sociale positive au Royaume-Uni. EDF Energy a également publié un plan de réduction de son empreinte carbone couvrant certaines catégories d'émission à l'horizon 2026 [5].

EDF au Royaume-Uni est le plus grand producteur d'électricité zéro carbone en Grande-Bretagne et exploite un parc d'actifs éoliens, nucléaires, solaires et de stockage.

En matière de production d'électricité, la priorité d'EDF Energy est d'assurer le maintien d'activités sûres, fiables et rentables. Le parc de centrales nucléaires d'EDF Energy a produit en 2023 13 % de l'électricité au Royaume-Uni. Toutes les centrales RAG ont été prolongées au-delà de leur durée de vie initiale de 25 ans. En décembre 2024, EDF Energy a confirmé la prolongation de la durée de vie de quatre centrales RAG au Royaume-Uni, pour une capacité totale de 4,6 GW. Afin de continuer à répondre à 3 % [6] de la demande d'électricité de la Grande-Bretagne jusqu'en 2055, une prolongation de 20 ans de la durée d'exploitation de la centrale REP Sizewell B est à l'étude.

L'extension de la durée de vie des centrales nucléaires d'EDF Energy, dans la mesure où elle est sûre et envisageable économiquement, contribue à la sécurité énergétique du Royaume-Uni et permet de réduire la dépendance du pays à l'égard du gaz tout en préservant des compétences opérationnelles vitales pour les futures centrales nucléaires.

Trois des centrales RAG d'EDF Energy sont en cours de démantèlement, sachant qu'aux termes d'un accord conclu avec le gouvernement britannique en juin 2021, il incombe à EDF Energy d'opérer le déchargement du combustible de l'ensemble des sept centrales RAG avant transfert aux *Nuclear Restoration Services* (NRS), qui ont été désignés par le gouvernement britannique pour réaliser les activités ultérieures de démantèlement.

EDF Energy est le premier développeur nucléaire du Royaume-Uni.

Le gouvernement britannique considère que l'énergie nucléaire jouera un rôle clé dans la mise en place d'un système électrique propre d'ici 2030 et qu'il est essentiel de développer la capacité nucléaire en Grande-Bretagne afin d'atteindre l'objectif de neutralité carbone du pays à l'horizon 2050.

En partenariat avec CGN [7], EDF Energy construit deux nouveaux réacteurs (3,26 GW de capacité au total) basées sur la technologie EPR sur le site de Hinkley Point dans le Somerset. Fin 2024, environ 12 000 personnes travaillent sur le site à la construction de la centrale et le chantier devrait fournir 71 000 emplois dans tout le pays d'ici la fin de la construction.

Un projet EPR similaire de 3,26 GW est prévu à Sizewell dans le Suffolk. Il permettra de produire une électricité fiable et à faible émission de carbone pour près de 6 millions de foyers pendant 60 ans, évitant ainsi 9 millions de tonnes de CO_2 chaque année. Le projet Sizewell C a pour ambition de proposer 1 500 places d'apprentissage et de soutenir 70 000 emplois. En mai 2024, une licence de site nucléaire a été accordée à Sizewell C, en vue d'une décision finale d'investissement en 2025. Au 31 décembre 2024, le gouvernement britannique détient 83,8 % du projet et EDF les 16,2 % restants.

EDF Energy soutient le nouveau programme nucléaire au Royaume-Uni et la voie vers le *Net Zero* grâce à l'acquisition de compétences et de sites permettant d'explorer de nouvelles technologies.

(1) Voir la section 1.4.6.4 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ».
(2) Décembre 2024.
(3) Zéro carbone au point de production.
(4) www.edfenergy.com/about/sustainability
(5) Carbon Reduction Plan PPN0621 - 2024.pdf.
(6) Sur la base des données de production de 2023 et de la consommation finale d'électricité de 2023.
(7) China General Nuclear Corporation.

EDF au Royaume-Uni est un leader dans la décarbonation de ses clients.

EDF Energy alimente 3,7 millions de foyers et d'entreprises en électricité, gaz et autres services, avec pour mission d'aider les clients à économiser de l'argent et du carbone, en phase avec le projet « Ambitions 2035 ».

EDF Energy vient de terminer la migration de ses 5,8 millions de comptes clients particuliers et de PME vers la plateforme de Kraken Technologies. Outre l'évolution des méthodes de travail et des capacités internes, cela a permis d'accélérer la mise en place de solutions innovantes au bénéfice des clients particuliers. À la suite de l'acquisition et à l'intégration de CB Heating Ltd (EDF Heat Pumps) et de Contact Solar [1], et grâce aux autres capacités EDF basées au Royaume-Uni, les clients disposent d'un guichet unique à même de répondre à leurs besoins en matière d'énergie et de décarbonation. Ces acquisitions soutiennent l'objectif de l'entreprise de fournir un service client efficace sur le marché à travers une gamme de produits et de services, et la fourniture d'une énergie plus verte et meilleur marché.

En juin 2024, EDF Energy a racheté le portefeuille de petites et moyennes entreprises d'Opus Energy, devenant ainsi le deuxième fournisseur du segment des PME en termes de nombre de compteurs en Grande-Bretagne.

EDF Energy est le premier fournisseur d'électricité des entreprises et du secteur public en Grande-Bretagne. Au Royaume-Uni, EDF collabore afin de proposer une large gamme de solutions de décarbonation à ses clients, comprenant la mobilité électrique, le chauffage bas carbone, la microproduction d'électricité, les contrats d'achat d'énergie renouvelable (PPA), des services de flexibilité et des compteurs associés à des services de données. Principal acteur de la flexibilité via batteries en Grande-Bretagne et premier acheteur d'énergie renouvelable par le biais de PPA, EDF Energy utilise ses capacités sur le marché de masse pour proposer ses services aux autres acteurs de l'industrie.

1.4.5.1.2 Les activités d'EDF Energy

CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION D'EDF ENERGY AU ROYAUME-UNI – 2024

EDF Energy	31/12/2024	31/12/2023
Électricité fournie [1] (en GWh)	45 011	44 755
Gaz fourni (en GWh)	27 124	27 598
Nombre de comptes clients résidentiels (en milliers) [2]	5 213	5 358
Nombre de salariés [3]	12 680	11 588
Taux global d'accidents déclarés [4]	0,63	0,72

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.

(2) Données à la fin de l'exercice.

(3) Effectif fin de période, y compris les salariées en congé maternité. Hors effectif de Pod Point.

(4) Taux global d'accidents déclarés : nombre annuel total d'accidents du travail avec arrêts, décès, blessures traitées au travail (hors premiers soins)/nombre d'heures travaillées × 1 000 000. Cela concerne tous les salariés, le personnel intérimaire et le personnel des sous-traitants. Hors EDF Renewables UK et hors projet Hinkley Point C. Le taux de fréquence d'accidents (TFA) pour Hinkley Point C s'élève à 0,05 à fin décembre 2024 (0,086 à fin décembre 2023).

1.4.5.1.2.1 La réglementation applicable aux installations nucléaires de base au Royaume-Uni

La réglementation suivante est applicable à la fois à la production nucléaire d'EDF Energy et aux nouvelles constructions au Royaume-Uni.

Cadre réglementaire

Installations nucléaires de base au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, la loi sur les installations nucléaires de 1965 (« NIA 1965 ») exige qu'EDF Energy détienne une licence de site nucléaire *(Nuclear Site Licence, NSL)* pour chacune de ses centrales nucléaires existantes et pour les centrales en construction. Elle lui impose de se conformer à un certain nombre de conditions de licence. La loi de planification de 2008 (« PA 2008 ») a créé les *Development Consent Orders* (DCO), qui sont les autorisations requises pour construire une nouvelle centrale nucléaire au Royaume-Uni. Le processus d'obtention d'un DCO comprend une évaluation de l'impact environnemental, la mise en place de mesures d'atténuation de celui-ci ainsi que la tenue d'un certain nombre de consultations publiques.

Office for Nuclear Regulation (ONR)

Au Royaume-Uni, l'Office for Nuclear Regulation (ONR) et l'Environment Agency (EA)/Scottish Environment Protection Agency (SEPA) sont responsables de la sûreté, de la sécurité, de la gestion de crise et de la réglementation environnementale qui s'applique aux sites nucléaires britanniques.

L'ONR est chargé de la réglementation et de l'inspection des installations nucléaires. Les lois suivantes sont sous son contrôle :

- la loi de 1974 sur la santé et la sécurité au travail (« HSWA 1974 »), qui définit les obligations d'EDF en matière de sécurité des travailleurs et du public sur ses sites ;
- la *Nuclear Installations Act 1965* (« NIA 1965 »), qui exige que les exploitants de centrales nucléaires détiennent une licence de site nucléaire, qu'ils se conforment aux conditions de cette licence et qu'ils détiennent une assurance responsabilité nucléaire ;
- l'*Energy Act* 2013 (partie 3) (« EA 2013 ») a conféré à l'ONR le statut d'organisme statutaire. Elle a également confirmé les missions de l'ONR dans les domaines de la sûreté nucléaire, la santé et la sécurité sur les sites nucléaires, la sécurité des installations nucléaires, la gestion des matières radioactives et leur transport. L'annexe 8 de la loi décrit en détail les pouvoirs des inspecteurs de l'ONR ;
- les réglementations sur les rayonnements ionisants de 2017 (« IRR 2017 »), qui sont basées sur la directive sur les normes de sûreté de base (*Basic Safety Standards Directive*), et qui prévoient la protection des travailleurs et du public contre les rayonnements ionisants ;

(1) Acquise en février 2024.

- le règlement de 2016 sur les autorisations environnementales en Angleterre et au Pays de Galles (*Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2016*) et le règlement de 2018 sur les autorisations environnementales en Écosse (*Environmental Authorisations (Scotland) Regulations 2018*). Le règlement de 2016 fournit le cadre actuel d'autorisation des substances radioactives. Celui de 2018 fournit le cadre d'autorisation des activités environnementales et n'inclut actuellement que les activités liées aux substances radioactives. L'EA et la SEPA sont les régulateurs respectivement responsables des réglementations de 2016 et 2018.

Lors de l'évaluation des mesures qui peuvent être nécessaires pour réduire les risques des activités conformément à la HSWA 1974, l'ONR exige que les risques soient réduits au niveau le plus raisonnablement praticable.

L'ONR utilise les pouvoirs qui lui sont conférés en vertu de la NIA 1965, de l'EA 2013 et des 36 conditions de licence pour les sites nucléaires comme base de son régime de surveillance et d'application des lois. L'ONR dispose de pouvoirs d'inspection étendus qui lui permettent d'inspecter les installations nucléaires, de demander des documents et de mener des enquêtes. Cela débute par un examen et une évaluation détaillés de la sûreté de la conception et se poursuit tout au long de l'exploitation et du démantèlement des installations.

En vertu de la NIA 1965, l'ONR est autorisé à accorder des licences aux demandeurs et à imposer des conditions de licence qui peuvent être modifiées ou révoquées. En particulier, l'ONR peut interdire certaines opérations nucléaires ou révoquer la licence d'un site nucléaire. Plus communément, l'ONR peut consentir à des actions spécifiques, approuver des dispositions ou exiger des changements/variations des opérations. Le non-respect de la législation en matière de sûreté peut être sanctionné d'une amende d'un montant illimité, une peine d'emprisonnement d'une durée maximale de deux ans pour les Directeurs, ou les deux.

Brexit

L'accord sur le nucléaire civil (*Nuclear Cooperation Agreement* – « NCA ») conclu entre l'Europe et le Royaume-Uni le 30 avril 2021 est semblable à d'autres NCA que l'UE a signés avec des pays non-membres de l'UE. Il s'applique pendant une période initiale de 30 ans et prévoit un engagement de coopération dans le domaine du nucléaire civil, y compris en matière de protections, de sûreté et de sécurité. Il fournit également un cadre pour le commerce des matières et des technologies nucléaires, facilite la recherche et le développement et permet l'échange d'informations.

1.4.5.1.2.2 La production nucléaire

EDF Energy détient huit centrales nucléaires au Royaume-Uni (15 réacteurs) dont trois (6 réacteurs) sont en phase de déchargement du combustible. La capacité de production totale était de 5,9 GW en 2024. Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, la société mère de l'entité détenant les actifs d'exploitation nucléaire (hors nouveau nucléaire).

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness) sont des centrales à réacteurs avancés refroidis au gaz (RAG). La huitième, Sizewell B, est une centrale à réacteur à eau pressurisée (REP).

Sûreté et radioprotection

La sûreté nucléaire est la priorité absolue d'EDF Energy. En 2024, quatre évènements de niveau 1 (anomalie) ont été enregistrés sur l'*International Nuclear Event Scale* (échelle INES).

Des procédures strictes sont appliquées pour contrôler et réduire le plus possible les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires existantes d'EDF Energy. En 2024, la dose individuelle moyenne reçue par l'ensemble des employés des sites nucléaires d'EDF Energy a été d'approximativement 0,042 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue en 2023 a été de 4,410 mSv, sachant que la dose maximale légale est de 20 mSv par an.

La durée de vie des centrales

La durée de vie de chaque centrale est principalement déterminée par sa capacité technique et financière à respecter le niveau de sûreté requis. Celle-ci est déterminée à chaque arrêt programmé avant la période d'exploitation suivante au moyen d'opérations d'inspection, de maintenance, de test et d'évaluation de la performance de la centrale. Après chaque arrêt, le redémarrage du réacteur doit faire l'objet d'une autorisation préalable de l'ONR. La période d'exploitation courant entre deux arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de 18 mois pour Sizewell B.

De plus, tous les dix ans, les centrales font l'objet d'un examen périodique de la conception et de la sûreté opérationnelle et organisationnelle plus détaillé et plus étendu (*Periodic Safety Review* – PSR). La poursuite de l'exploitation nécessite la validation de cet examen par l'ONR. Le PSR de la centrale Sizewell B a été soumis à l'ONR en janvier 2024 et sa lettre de décision a été reçue en janvier 2025. Cette lettre a confirmé qu'il n'y avait pas de problèmes de sécurité importants ou de difficultés à poursuivre l'exploitation.

Les centrales RAG ont été conçues pour une durée de vie nominale de 25 ans et Sizewell B de type REP pour une durée de vie de 40 ans. Toutefois, l'investissement, les savoirs techniques, les compétences opérationnelles et l'expérience en matière de sûreté d'EDF Energy ont permis d'allonger les durées d'exploitation prévues des centrales RAG. En décembre 2024, il a été annoncé l'extension supplémentaire de la durée de vie des centrales Hartlepool et Heysham 1 d'un an jusqu'à mars 2027 et de Heysham 2 et Torness de deux ans jusqu'à mars 2030. Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, les durées d'exploitation des centrales RAG ont été prolongées de huit ans en moyenne.

Voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », le facteur de risque 1B « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) – Parc nucléaire au Royaume-Uni ».

PUISSANCE ET PRODUCTION PAR CENTRALE ÉLECTRIQUE EN EXPLOITATION

Centrales électriques	Capacité [1] (en MW)	Production [2] (en TWh) 2024	2023
Centrales électriques RAG			
Hartlepool	1 185	6,1	7,3
Heysham 1	1 060	5,8	6,5
Heysham 2	1 240	8,6	7,6
Torness	1 200	8,0	8,3
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	8,8	7,7
TOTAL	**5 883**	**37,3**	**37,3**
FACTEUR DE CHARGE [3]		**72 %**	**72 %**

(1) Les productions des réacteurs sont nettes de toute électricité consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau au 1er janvier 2024.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts pour rechargement du combustible, les arrêts programmés et les arrêts fortuits. Les importations concernant des centrales non productrices ne sont pas prises en compte.

(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité sur la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

Le parc nucléaire a produit 37,3 TWh en 2024, soit une production stable par rapport à 2023.

Les arrêts des quatre tranches des centrales Heysham 1 et Hartlepool, effectués en 2024 après la défaillance d'une vanne de vapeur dans la centrale Heysham 1 fin 2023, ont été en partie compensés par un nombre plus faible d'arrêts programmés en 2024.

DURÉES D'EXPLOITATION* ET DATES DE FERMETURE ATTENDUES

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture
Hinkley Point B	RAG**	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022
Hunterston B	RAG	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022
Dungeness B	RAG	Avr. 1983	38 ans	13 ans	2021
Heysham 1	RAG	Juil. 1983	44 ans	20 ans	2027
Hartlepool	RAG	Août 1983	44 ans	20 ans	2027
Torness	RAG	Mai 1988	42 ans	17 ans	2030
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	42 ans	17 ans	2030
Sizewell B	REP	Févr. 1995	40 ans	–	2035

** Telles que formellement enregistrées par EDF Energy et approuvées par la Nuclear Decommissioning Authority (« NDA »).*

*** Réacteurs avancés refroidis au gaz.*

La gestion des déchets radioactifs et des activités de démantèlement

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en quatre catégories :

- les déchets de « faible activité » (*Low Level Waste* – LLW), pour lesquels un exutoire existe incluant le centre de stockage près de la surface de Drigg dans le comté de Cumbria ;
- les déchets de « moyenne activité » (*Intermediate Level Waste* – ILW), pour lesquels aucun exutoire n'est actuellement disponible au Royaume-Uni ;
- les déchets de « haute activité » (*High Level Waste* – HLW) qui se définissent comme des déchets radioactifs dont la température peut s'élever significativement du fait du niveau de radioactivité. Ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage et d'évacuation de ces déchets ;
- les déchets « *Higher Activity Waste* » (HAW) qui regroupent les déchets HLW, ILW et LLW qui ne peuvent être stockés près de la surface.

La stratégie d'EDF Energy concernant les déchets LLW et HAW est conforme à la volonté des gouvernements britannique et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, valoriser). Le recours à une série d'exutoires et de solutions de recyclage doit favoriser l'utilisation optimale du centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria au Royaume-Uni. À l'heure actuelle, seule une voie d'évacuation pour les déchets LLW existe au Royaume-Uni.

Les déchets HAW sont entreposés sur le moyen terme dans des installations sûres, construites spécialement à cet effet, sur les sites des centrales appartenant à EDF Energy en attendant que l'Angleterre et l'Écosse déploient des solutions de stockage à plus long terme à l'échelle nationale.

Le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de Sellafield (détenu par Sellafield Limited, une filiale de la NDA) en vue d'y être entreposé sur le long terme.

Le combustible REP usé de Sizewell B est entreposé sur site, dans une installation d'entreposage à sec prévue à cet effet destinée à entreposer en toute sécurité le combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage de long terme en surface, le combustible REP usé de Sizewell B sera évacué vers un futur site de stockage géologique au Royaume-Uni.

Les accords sur le combustible usé RAG ont été conclus au moment de la restructuration de British Energy et, dans ce cadre, EDF Energy finance son stockage à long terme (et le retraitement des années précédentes) du combustible nucléaire usé. La stratégie de stockage du combustible de Sizewell B est approuvée par la NDA car elle est financée par le Nuclear Liabilities Fund (« NLF »).

Des politiques visant à améliorer et à optimiser en permanence les quantités de combustible usé et de déchets sont mises en œuvre par EDF Energy. Elles s'inscrivent dans le cadre de politiques plus larges, établies à l'échelle de l'entreprise, en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement.

Cadre réglementaire

La gestion des déchets radioactifs au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF est tenu, en vertu de la condition 34 de la licence de site nucléaire, de veiller, autant que raisonnablement possible, à ce que les matières radioactives et les déchets radioactifs présents sur ses sites soient contrôlés ou confinés de manière adéquate afin d'éviter toute fuite ou dissémination.

En Angleterre, l'Agence pour l'environnement (EA – Environment Agency) réglemente l'évacuation des déchets radioactifs des sites nucléaires autorisés en vertu des *Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2016*. Ces réglementations couvrent également ce qui était auparavant régi par la prévention et le contrôle de la pollution (*Pollution and Prevention Control),* les autorisations de rejet de la loi sur les ressources en eau (*Water Resources Act*), les autorisations d'activités soumises au risque d'inondation et les autorisations en matière de gestion des déchets.

Le Comité pour la gestion des déchets radioactifs (CoRWM) a publié ses recommandations pour la gestion à long terme des déchets de haute activité en 2006. En réponse, le gouvernement britannique a établi que le stockage en couches géologiques profondes est la voie privilégiée pour le stockage des déchets de haute activité en Angleterre. Il a fixé le cadre de la gestion du stockage à long terme par stockage géologique, combiné à un entreposage intermédiaire sûr et sécurisé.

En Écosse, l'agence de protection de l'environnement écossaise (Scottish Environmental Protection Agency–SEPA) réglemente l'élimination des déchets radioactifs provenant des sites nucléaires autorisés. Le gouvernement écossais mène une politique de stockage ou d'élimination à long terme, près de la surface et près du site, pour les déchets HAW provenant des sites écossais.

Le démantèlement des installations nucléaires

Au Royaume-Uni, EDF est soumis à la condition 35 de la licence de site nucléaire qui constitue le socle des plans et des programmes détaillés de démantèlement exigés par l'ONR. Toutefois, ces exigences doivent être prises en compte avec d'autres dispositions légales telles que les règlements de 1999 sur les réacteurs nucléaires (évaluation de l'impact environnemental pour le démantèlement) (*Nuclear Reactors [Environmental Impact Assessment for Decommissioning] Regulations 1999*), qui exigent une évaluation de l'impact environnemental du démantèlement et des mesures d'atténuation de cet impact.

Le démantèlement est généralement effectué par étapes, l'ONR devant donner son approbation formelle avant de passer à l'étape suivante. L'ONR peut exiger que le démantèlement soit commencé ou arrêté à tout moment et doit approuver les plans de démantèlement pour chaque étape du processus.

Les exploitants potentiels de centrales nucléaires sont tenus de soumettre, dans leur FDP (*Funding Decommissioning Programme*) un plan de démantèlement et de gestion des déchets (« DWMP »). Il détaille les plans chiffrés de l'exploitant pour remplir ses obligations de démantèlement, de gestion et d'évacuation des déchets, et comprend un plan de financement (« FAP »), expliquant comment l'exploitant constituera des provisions financières au titre de ses obligations. Le chapitre 1 de la partie 3 de la loi sur l'énergie de 2008 (« EA 2008 ») énonce les règles régissant le démantèlement et l'assainissement des sites nucléaires, ainsi que des dispositions détaillées sur les FDP. Voir la section 6.1, la note 15.2.3 « Provisions pour déconstruction » des annexes aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

EDF Energy est signataire d'une série d'accords (les Accords de restructuration) qui définissent la manière dont les coûts de démantèlement et les passifs non contractuels éligibles seront financés par le Nuclear Liabilities Fund (NLF). Ils comprennent une garantie du gouvernement britannique pour les coûts de démantèlement des centrales nucléaires existantes. Le NLF était initialement financé par une contribution du gouvernement britannique. Depuis sa privatisation, il est financé par EDF Energy Nuclear Generation Ltd., qui effectue des versements trimestriels selon les termes d'un accord de contribution. En 2020, le gouvernement britannique a versé au NLF une contribution supplémentaire de 5 milliards de livres sterling.

ENGL et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration le 23 juin 2021. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent qu'une fois la phase d'évacuation du combustible terminée sous la responsabilité d'EDF Energy, toutes les centrales RAG seront transférées aux Nuclear Restoration Services (NRS), qui ont été désignés par le gouvernement britannique pour réaliser les activités ultérieures de démantèlement [1]

La production thermique et le stockage de gaz

La centrale de Cottam a fermé le 30 septembre 2019, après plus de 50 ans de service. La décision de fermeture tient à l'évolution des conditions de marché ainsi qu'à la volonté de décarboner la production d'électricité. Actuellement, les travaux de démantèlement avancent de manière satisfaisante, avec une date d'achèvement de la démolition prévue en 2026.

La centrale de West Burton A a fermé le 31 mars 2023, après 57 ans de service. La décision de fermer la centrale est conforme à l'engagement d'EDF de contribuer à atteindre la neutralité carbone. Actuellement, les travaux de démantèlement avancent de manière satisfaisante, avec une date d'achèvement de la démolition prévue en 2028.

La décision de vendre d'EDF Energy (Gas Storage) Limited, qui compte deux centres de stockage de gaz (Hilltop Farm et Hole House) a été prise en 2023 et la vente a été finalisée en avril 2024.

Prix du carbone

En tant que plus grand producteur d'électricité à faible teneur en carbone du pays, les revenus d'EDF Energy bénéficient de l'augmentation du prix de gros de l'électricité. Celui-ci est impacté par l'application d'un prix du carbone aux émissions de CO_2 liées à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Les producteurs d'électricité en Grande-Bretagne sont soumis à deux mécanismes de tarification du carbone : le système britannique d'échange de quotas d'émission (*Emissions Trading Scheme – ETS)* et la taxe britannique de soutien du prix du carbone fixée à 18 £/tonne jusqu'en mars 2026.

(1) Voir la section 6.1, la note 15.2.1 « Cadre réglementaire et contractuel » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

1.4.5.1.2.3 La commercialisation

	31/12/2024	31/12/2023
Électricité fournie aux clients (en GWh)	45 011	44 755
Gaz fourni aux clients (en GWh)	27 124	27 598
Nombre de comptes clients résidentiels en fin de période (en milliers)	5 213	5 358

EDF Energy fournit du gaz, de l'électricité et des services associés aux clients résidentiels et professionnels en Grande-Bretagne. La société est également en charge de l'optimisation sur le marché de gros des actifs liés à la production et à la clientèle d'EDF Energy. La taille des clients professionnels va des grands contrats du service public jusqu'aux petites entreprises privées. EDF Energy adopte des stratégies de gestion des risques différenciées pour chacun des segments.

EDF Energy est le leader britannique des installations d'efficacité énergétique grâce au programme *Energy Company Obligation (ECO) Scheme*. La société fournit des services qui vont « au-delà de l'approvisionnement », tels que la gestion et l'optimisation des actifs énergétiques, la vente et l'accès facilité aux véhicules électriques (VE), aux pompes à chaleur et aux panneaux photovoltaïques.

EDF Energy reste engagé dans son programme de déploiement de compteurs intelligents et dans la modernisation des infrastructures britanniques pour permettre l'émergence des réseaux intelligents et la tarification en fonction de l'heure de consommation. Ceci contribue à la résilience du réseau alors que le Royaume-Uni s'oriente vers un futur bas carbone.

Clients particuliers

En 2024, EDF Energy a fourni 10 522 TWh d'électricité et 25 318 TWh de gaz aux clients particuliers. Au 31 décembre 2024, EDF Energy détenait 3,1 millions de comptes clients électricité et 2,2 millions de comptes clients gaz. Le taux de résiliation pour 2024 (environ 9,7 %) est en hausse par rapport à 2023 (environ 5 %), car les prix de l'énergie ont progressivement baissé et les fournisseurs ont commencé à proposer des tarifs plus compétitifs que les SVT (*regulated Standard Variable Tariffs*). La part de marché d'EDF Energy a diminué, passant de 10,1 % à fin 2023 à 9,7 % (à la date du rapport le plus récent, le 31 octobre 2024).

Pour soutenir ses clients les plus vulnérables pendant l'hiver, EDF Energy investit 29 millions de livres sterling, un montant en hausse pour la troisième année consécutive. Ce financement permet d'aider les clients confrontés à l'endettement, en travaillant avec des partenaires pour aider les plus vulnérables, à la fois financièrement et pour chauffer et isoler leur logement. EDF Energy reste fortement engagée auprès des pouvoirs publics et des autorités de réglementation, au niveau bilatéral et en partenariat avec d'autres fournisseurs au sein de l'organisation sectorielle Energy UK. Ensemble, ils travaillent sur des questions telles que la résilience des fournisseurs, l'avenir de la méthodologie du plafond tarifaire par défaut (SVT ou *Standard Variable Tariff*) et le soutien du gouvernement aux consommateurs. Il s'agit notamment de plaider en faveur de la mise en place d'un tarif social pour les clients les plus vulnérables.

EDF Energy vient de terminer la migration de ses 5,8 millions de clients particuliers et PME vers la plateforme de Kraken Technologies. La nouvelle plateforme offre de plus grandes possibilités pour innover et mettre en visibilité les services d'EDF Energy afin de répondre aux besoins de ses clients. En raison de l'allongement prévisible du délai de traitement des demandes clients du fait de la migration des comptes clients vers Kraken et la formation du personnel du service client associé, la position d'EDF Energy dans le classement des fournisseurs d'énergie établi par Citizens Advice a chuté à la 13e position sur un total de 16 fournisseurs selon les données recueillies entre juillet et septembre 2024 (version la plus récente). EDF Energy est toutefois convaincue que ce système lui permettra de fournir un service client comptant parmi les meilleurs, comme en témoigne la note « Excellente » obtenue par EDF Energy sur TrustPilot (4,7/5) au 31 décembre 2024.

Les conséquences de la crise énergétique

Après une forte volatilité en 2021 et 2022, les marchés de gros du gaz et de l'électricité se sont stabilisés en 2023 et sont restés globalement à un niveau plus bas tout au long de l'année 2024. Les prix de gros et de détail demeurent toutefois considérablement plus élevés qu'avant la crise énergétique, et les quelques hausses soudaines et de courte durée montrent bien la nervosité persistante du marché.

La stratégie de couverture d'EDF Energy reste confrontée à un risque important en raison de l'érosion et de la volatilité de la demande. La consommation d'énergie a baissé pendant la crise énergétique et sa reprise demeure soumise à des facteurs d'incertitude. L'instabilité géopolitique, en particulier avec les conflits entre la Russie et l'Ukraine et au Moyen-Orient, provoque une augmentation de la volatilité des marchés et des risques de liquidité. La possibilité d'une modification de la réglementation présente toujours un risque important pour la société, renforcé par le changement de gouvernement intervenu au Royaume-Uni en 2024. De nouvelles réglementations pourraient affecter la capacité d'EDF Energy à générer des bénéfices grâce à ses tarifs ou à recouvrer les dettes auprès de ses clients. Alors que les prix restent élevés, la vente au détail de l'énergie reste un sujet sensible pour les clients particuliers et professionnels.

En collaboration étroite avec l'Ofgem, le gouvernement britannique et d'autres parties prenantes, EDF Energy participe aux discussions sur la réforme de la réglementation des marchés et sur les moyens d'aider les clients en 2025, et au-delà pour atteindre la neutralité carbone.

Évolutions réglementaires (pour les particuliers)

Plafond tarifaire par défaut et aide du gouvernement au règlement des factures

L'Ofgem a mis en place un plafonnement des tarifs pour les clients particuliers le 1er janvier 2019. Le prix était initialement fixé tous les six mois, sur la base de la moyenne des prix de gros des six derniers mois. Cependant, dans le cadre de sa réponse à la crise énergétique, l'Ofgem a revu son approche et commencé à mettre à jour le plafond tarifaire par défaut chaque trimestre.

En 2024, les derniers éléments de la réponse du gouvernement à la crise de l'énergie ont également pris fin, notamment avec la cessation de la garantie des prix de l'énergie (EPG) pour les clients domestiques le 31 mars 2024. Les fournisseurs d'énergie seront entièrement indemnisés par le gouvernement pour les économies réalisées par leurs clients dans le cadre de ces programmes. Les derniers rapprochements pour commencer à clôturer les programmes sont maintenant en cours.

Résilience du marché de l'énergie de détail

En avril 2022, l'Ofgem a mis en place une mesure de stabilisation des marchés (MSC) et une interdiction d'offrir des tarifs plus compétitifs aux nouveaux clients (*Ban on Acquisition Tariffs* - BAT) jusqu'à la fin mars 2023, puis a prorogé ces deux mesures jusqu'en mars 2024.

La MSC a pris fin en mars 2024. Elle obligeait un fournisseur acquérant de nouveaux clients résidentiels à indemniser le fournisseur précédent si les prix de gros tombaient sous le plafond fixé. Ce mécanisme devait permettre de réduire le risque de défaillances coûteuses des fournisseurs et de garantir que les entreprises qui achetaient de l'énergie en amont pour leurs clients ne seraient pas pénalisées en cas de chute significative des prix de gros. La MSC a été déclenchée pour la première fois en novembre 2022.

Avec la mesure (BAT), les fournisseurs n'ont pas le droit de réserver les offres attractives à durée déterminée aux nouveaux clients, puisque leurs clients existants doivent pouvoir bénéficier également des prix réduits. Alors que cette interdiction devait initialement s'appliquer jusqu'en mars 2023, l'Ofgem l'a prolongée à trois reprises, et elle restera désormais en place *a minima* jusqu'en mars 2026.

Ces mesures ont permis de stabiliser le marché et d'éviter les comportements court-termistes des fournisseurs. Associées à la baisse des prix de gros et au changement de méthodologie du plafond tarifaire par défaut, elles ont permis aux fournisseurs de compenser les lourdes pertes de couverture subies au cours de la crise énergétique de 2021 et de 2022.

ECO4 et *Warm Home Discount*

Le plan ECO3 a pris fin le 31 mars 2022. Il a été remplacé, à l'été 2022, par ECO4, la quatrième version du plan en vigueur jusqu'au 31 mars 2026. Tout comme ECO3, le dispositif ECO4 oblige les grands fournisseurs à favoriser les mesures d'efficacité énergétique pour aider les clients vulnérables à réaliser des économies sur leurs factures.

En outre, le gouvernement a mis en place le Great British Insulation Scheme (GBIS) en 2023, qui se poursuit simultanément jusqu'au 31 mars 2026. Le programme GBIS est conçu pour élargir les critères d'éligibilité des ménages afin qu'ils puissent bénéficier de mesures d'efficacité énergétique lorsqu'ils ne sont pas éligibles à ECO4. En 2024, le montant total des engagements d'EDF Energy au titre de l'Energy Company Obligation (ECO 4) et du Great British Insulation Scheme (GBIS) a été porté à 140 millions de livres sterling et devrait encore augmenter pour atteindre 169 millions de livres sterling en 2025.

Le programme WHD (Warm Home Discount) se poursuit également annuellement jusqu'à l'hiver 2025/2026. Le montant de l'aide accordée aux foyers éligibles est actuellement de 150 livres sterling.

Résilience financière

L'Ofgem a introduit de nouvelles règles pour s'assurer que tous les fournisseurs d'énergie détiennent suffisamment de liquidités sur la base des soldes créditeurs des clients, et qu'ils peuvent faire face à leurs obligations au titre de l'obligation relative aux énergies renouvelables (RO). EDF Energy et les fournisseurs d'énergie similaires doivent détenir un minimum de 20 % des soldes créditeurs de ses clients particuliers sous forme de liquidités et l'intégralité des obligations d'entités représentatives au moyen de garanties ou de certificats achetés. EDF Energy se conforme pleinement à ces exigences. EDF Energy a remis sa première revue annuelle de conformité en mars 2024, confirmant que les nouvelles exigences de fonds propres minimaux de l'Ofgem, qui s'appliqueront à partir de mars 2025, seront respectées.

Politique en matière de compteurs intelligents

Les fournisseurs d'énergie britanniques étaient tenus de prendre « toutes les mesures raisonnables » pour installer des compteurs intelligents pour leurs clients particuliers et les PME avant fin décembre 2021.

Depuis janvier 2022, une nouvelle obligation a été imposée à tous les fournisseurs de continuer à installer des compteurs intelligents jusqu'à fin décembre 2025. Pendant cette période, les fournisseurs doivent atteindre des objectifs annuels minimaux d'installation. Ces objectifs étaient très difficiles à atteindre étant donné que les compteurs intelligents demeurent facultatifs pour les clients et que le taux de basculement est resté faible. EDF s'emploie à fournir des compteurs intelligents à tous les clients particuliers et PME qui souhaitent bénéficier de cette nouvelle technologie. Cependant, la société a enregistré une performance de premier plan en 2022 et en 2023 comme tous les autres grands fournisseurs, mais elle n'est pas parvenue à atteindre les objectifs minimaux qui avaient été fixés. Cette tendance devrait se poursuivre jusqu'à la fin de la période réglementée au vu du nombre croissant de clients qui refusent les compteurs intelligents. Le récent changement de gouvernement et l'expiration prochaine du cadre actuel des objectifs pour les compteurs intelligents sont l'occasion de définir un nouveau cadre mettant l'accent sur l'installation rapide d'un compteur intelligent pour les clients qui souhaitent en avoir un.

En 2024, EDF Energy a installé plus de 274 000 compteurs intelligents supplémentaires. Fin 2024, 66 % des clients d'EDF Energy éligibles disposent de compteurs intelligents. EDF Energy a ainsi installé à ce jour 3,65 millions de compteurs intelligents.

Clients professionnels

EDF Energy fournit environ 364 000 clients de petites entreprises (PME) et environ 17 000 clients industriels et commerciaux (I&C), dont environ 15 000 clients d'entreprises de taille moyenne et environ 2 000 clients de grandes entreprises. L'activité I&C (EDF Business Solutions – « EBS ») fournit également plusieurs grands clients du secteur public, notamment Crown Commercial Services (le plus important contrat énergétique en volume au Royaume-Uni) et Scottish Procurement.

En 2024, le segment professionnel a fourni un total de 34,49 TWh d'électricité aux clients non particuliers, dont 2,31 TWh aux clients PME et 32,18 TWh aux clients I&C. Au total, EDF Energy a fourni 1,81 TWh de gaz aux clients professionnels, dont 1,21 TWh aux clients PME et 0,6 TWh aux clients I&C.

Le marché des clients professionnels au Royaume-Uni représente environ 154,4 TWh, faisant d'EDF Energy le plus grand fournisseur d'électricité en volume auprès des clients professionnels, assurant environ 21 % du marché professionnel. Le volume fourni par EDF au marché de l'électricité non domestique a augmenté de 0,4 TWh sur un an grâce à la forte croissance de son activité B2B.

Sur le segment des PME, le nombre de clients a augmenté de 22 % cette année, essentiellement du fait de l'acquisition du portefeuille PME d'Opus Energy. EDF Energy est désormais le 2e fournisseur du segment des PME en termes de nombre de compteurs au Royaume-Uni, devant E.On.

Les ventes du segment des PME d'EDF Energy ont une nouvelle fois augmenté et l'entité a amélioré son service client, consolidant ainsi sa position de leader du marché. Elle continue à développer ses activités gazières, qui fournissaient environ 4 700 points de comptage à fin 2024.

En ce qui concerne le segment des grandes entreprises, une approche ciblée a permis l'acquisition de 12 nouveaux clients en 2024, dont deux supérieurs à 100 GWh. En outre, 36 contrats avec de grandes entreprises ont été renouvelés. EDF Energy a fourni environ 15 TWh au titre des contrats passés avec ses clients du secteur public.

Sur le marché d'achat de l'électricité, EDF Energy reste le plus grand acheteur d'électricité renouvelable par le biais de PPA (sur la base de ses capacités propres et celles de tiers) en Grande-Bretagne selon le dernier rapport du secteur publié par Cornwall Insight. Des contrats ont été signés avec 401 sites d'énergie renouvelable, dont 7 nouveaux PPA corporate pour 2 nouveaux projets d'éoliennes terrestres et 5 projets d'énergie solaire.

Évolution de la réglementation (pour les clients non particuliers)

Energy Bill Relief Scheme et *Energy Bill Discount Scheme*

En réponse à la hausse des prix de l'énergie au troisième trimestre 2022, le gouvernement britannique a mis en place l'*Energy Bill Relief Scheme* (EBRS, plan d'aide au paiement des factures d'énergie). Il vise à aider les entreprises à régler leurs factures d'énergie dans un contexte de hausse des prix. Dans ce cadre, le gouvernement a accordé des remises sur les prix unitaires du gaz et de l'électricité. Cette remise est calculée en comparant la part du prix de gros estimé dans le prix unitaire qu'un client paierait durant l'hiver 2022/2023, avec un prix de référence garanti par le gouvernement, inférieur aux prix de gros actuellement prévus. Le dispositif initial s'est étendu du 1er octobre 2022 au 31 mars 2023, puis a été remplacé par l'Energy Bill Discount Scheme (EBDS), un plan de réduction des factures d'énergie, qui a duré jusqu'au 31 mars 2024. Dans le cadre de l'EBDS, les entreprises bénéficiaient d'une remise sur les prix de gros plutôt que d'un plafonnement des coûts, comme le prévoyait l'EBRS. Au total, EDF Energy a fourni environ 1,1 milliard de livres sterling de soutien gouvernemental à ses clients professionnels dans le cadre de ces dispositifs. La réduction était automatiquement appliquée sur les factures des clients éligibles, et était ensuite récupérée auprès des autorités publiques.

Services liés au marché de gros

Principes généraux

Les achats d'énergie et de gestion des risques d'EDF Energy visent à s'assurer que les activités d'EDF Energy sont optimisées et que ses services sont fournis à un prix compétitif, tout en limitant le risque de volatilité sur ses marges brutes. Un département dédié d'EDF Energy, *Wholesale Market Services* (WMS), a vocation à gérer, de façon centralisée, les risques inhérents au marché de gros dans le cadre de limites de risques et d'un contrôle prédéfini. Il assure une interface unique avec le marché de gros via EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy. Il négocie et gère des services d'accès au marché et d'optimisation pour le compte de tiers, tels que des producteurs d'électricité.

Approvisionnement et vente d'électricité

Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue à Centrica, actionnaire minoritaire du parc nucléaire actuel, conformément aux accords conclus avec Centrica. Les 80 % restants sont vendus en interne aux mêmes conditions de prix que celles prévues dans l'accord avec Centrica, sur la base des prix du marché publiés, lissés sur les prix à terme de l'électricité lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne également au travers de contrats d'achats d'énergie principalement avec des producteurs d'énergie renouvelable et issue de la cogénération. En 2024, ces achats ont représenté environ 8,84 TWh.

WMS Flexibility Services propose à ses clients des services d'accès au marché et d'optimisation pour le stockage (par exemple, des batteries) et la production à petite échelle (centrales à gaz spécialisées en gestion de pointe par exemple) afin de tirer des revenus des services liés au marché de gros et des services de flexibilité. En 2024, elle a obtenu 545 MW de nouveaux contrats d'optimisation de batteries et a signé le renouvellement de contrats de batteries auprès de partenaires existants à hauteur de 20 MW. Elle a également obtenu 27 MW dans le cadre de nouveaux contrats de production de gaz en gestion de pointe et signé le renouvellement de contrats similaires déjà en place à hauteur de 30 MW.

La position d'acheteur net d'EDF Energy sur le marché de gros, pour les volumes livrés en 2024, a été d'environ 6,6 TWh (y compris les ventes structurées), avec environ 18,7 TWh vendus et 25,2 TWh achetés.

Véhicules électriques (Pod Point)

EDF détient une participation de 54,05 % dans Pod Point.

En 2024, Pod Point a déployé environ 28 000 points de charges résidentiels pour véhicules rechargeables. Ces ventes ont été réalisées malgré des problèmes de chaîne d'approvisionnement et une crise du coût de la vie qui a ralenti la croissance du marché des véhicules électriques. EDF Energy compte actuellement 45 000 clients propriétaires de véhicules électriques, soit une hausse de 90 % par rapport à 2023, dont environ 15 800 bénéficient d'un tarif pour véhicules électriques.

Pompes à chaleur (EDF Heat Pumps ex-CB Heating)

En 2023, EDF Energy a acquis 100 % de CB Heating, un leader dans l'installation de pompes à chaleur. Cela fait suite à un investissement stratégique réalisé dans l'entreprise en 2022. En 2024, EDF Energy a vendu (brut) environ 1 600 pompes à chaleur et en a installé 1 000, ce qui représente une augmentation d'environ 70 % des ventes pour CB Heating en 2024 par rapport à 2023. Cette tendance est encouragée par le programme ECO et par la hausse du financement dans le cadre du *Boiler Upgrade Scheme*, qui passe de 5 000 à 7 500 livres sterling par installation.

Panneaux solaires et batteries (Contact Solar)

En février 2024, EDF Energy a acquis Contact Solar, société de premier plan dans l'installation de panneaux solaires photovoltaïques résidentiels. EDF Energy a progressivement augmenté le nombre de prospects générés pour Contact Solar tout au long de l'année, depuis la finalisation de l'acquisition en février, a réalisé environ 1 900 ventes (brut) et 1 300 installations.

1.4.5.1.2.4 Le Nouveau Nucléaire

À la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF Energy le 28 juillet 2016, EDF Energy et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »).

EDF participe au développement d'un projet de centrale nucléaire à Sizewell dans le Suffolk (projet « Sizewell C » basé sur la technologie EPR).

Hinkley Point C (HPC)

Au 31 décembre 2024, EDF Energy possède 72,6 % de HPC, CGN détenant les 27,4 % restants.

Comme tout projet de cette ampleur, le projet comporte des risques industriels très importants (travaux et productivité sur site, réalisation des fabrications par les fournisseurs, aléas de chantier et de mise en service, tensions sur les marchés mondiaux) pouvant engendrer des retards et des dépassements du coût à terminaison du projet. Ces risques sont détaillés dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

Réalisations du projet

En 2024, le projet Hinkley Point C a franchi une série d'étapes importantes :

- tranche 1 - bâtiment réacteur : installation de la cuve. La séquence d'installation de la cuve a eu lieu entre le 30 novembre et le 3 décembre. HPC est le premier nouveau réacteur construit en Grande-Bretagne depuis plus de 30 ans. La fabrication de la cuve par Framatome a débuté en 2011. Constituée de plus de 500 tonnes de fonte, la cuve contiendra le combustible nucléaire ;
- tranche 1 - hall turbine : installation du stator du générateur. Le stator, construit par Arabelle Solutions, est arrivé depuis Belfort sur site le 17 novembre 2024 et a été installé le 17 décembre 2024 ;
- tranche 1 – programme diesel : démarrage de l'installation des échangeurs thermiques ;
- tranche 2 – bâtiment réacteur : pose du troisième rondeau du liner de confinement. Cette pièce est le troisième et dernier élément du liner de confinement. Elle a été préfabriquée sur site et installée le 14 octobre 2024 ;
- tranche 2 – Bâtiment réacteur : installation de la piscine de transfert et de la piscine du réacteur.

Coût du projet et calendrier

Une revue du projet Hinkley Point C a été finalisée en janvier 2024 [1], ce qui a conduit à une réévaluation du calendrier et du coût de la construction. En termes de calendrier, un démarrage de la production d'électricité de la tranche 1 vers la fin de la décennie est désormais envisagé. Plusieurs scénarios sont considérés :

- le premier scénario, autour duquel le projet est organisé, correspond à un objectif de démarrage de la production de la tranche 1 en 2029. Ce planning repose notamment sur une productivité cible pour les montages électromécaniques, sous-tendue par la mise en œuvre de plans d'action en cours d'élaboration ;
- un deuxième scénario (cas de base), tenant compte des risques inhérents à la réussite de ces plans d'action, à la montée en puissance de ces montages et au calendrier des essais, conduit à un démarrage de la production de la tranche 1 en 2030 ;
- enfin, compte tenu de la complexité du projet, un scénario défavorable pourrait conduire à un démarrage de la production d'électricité de la tranche 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 23 janvier 2024 « Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C ».

Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 milliards de livres sterling et 34 milliards de livres sterling$_{2015}$ selon les cas de figure. Le coût du génie civil et l'allongement de la durée de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres travaux) sont les deux principales causes de cette révision du coût de construction. Dans le scénario de calendrier défavorable, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.

En 2024, la performance sur les travaux de génie civil et des montages électromécaniques n'a pas donné les résultats escomptés. Des plans d'actions ont été mis en place et le projet reste dans le cadre des deux premiers scénarios mentionnés ci-dessus en termes de coût et de durée.

À fin 2024, les coûts de construction encourus hors intérêts intercalaires pour l'ensemble du projet [1] s'établissent à 26,4 milliards de livres sterling (en valeur nominale), soit 21,9 milliards de livres sterling$_{2015}$. Les intérêts intercalaires s'élèvent à 2,245 milliards de livres sterling.

À fin 2024, le Groupe a enregistré des dépréciations au titre du projet à hauteur de 945 millions de livres sterling, principalement liées à la mise à jour de l'hypothèse de courbe des taux d'inflation à long terme au Royaume-Uni (voir la section 6.1, note 10.7.2 « Tests de perte de valeur sur les *goodwill*, actifs incorporels et corporels » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024).

Financement du projet

EDF s'est engagée auprès du gouvernement britannique, dans une lettre d'accompagnement au *Secretary of State Investor Agreement* du 27 septembre 2016, à ce que si le Groupe avait l'intention de céder une participation dans HPC résultant en la perte de la majorité des droits de vote avant que la deuxième tranche ne soit opérationnelle, l'accord du gouvernement soit demandé avant d'effectuer la transaction.

Étant donné que le total des besoins de financement du projet est supérieur à l'engagement contractuel initial de financement souscrit par les actionnaires (*committed equity*), HPC a appelé ces derniers à allouer des fonds propres additionnels sur une base volontaire (*voluntary equity*) à compter du troisième trimestre 2023. Le financement de HPC est désormais assuré de façon volontaire et seule EDF contribue actuellement. En l'absence de fonds propres volontaires de CGN à ce jour, EDF recherche différentes solutions pour couvrir les besoins de financement jusqu'à la mise en service commerciale de la centrale. CGN a la capacité de reprendre le financement à tout moment.

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

L'ONR poursuit le suivi réglementaire étroit du projet HPC et met particulièrement l'accent sur les thèmes abordés par le *Chief Nuclear Inspector*, à savoir une approche stratégique de la santé et de la sécurité des sites nucléaires et de la cybersécurité. À fin 2024, la cuve du réacteur de la tranche 1 a été installée, une étape soumise à l'autorisation de l'ONR au titre des pouvoirs principaux. Dans le cadre de son régime d'autorisation flexible, l'ONR a émis une décision de non-objection à la mise en service des tableaux basse tension (LVL) en juillet 2024. Les dispositions du projet permettant d'assurer le respect de la condition 21 de la licence de site nucléaire (mise en service) ont également été mises en œuvre cette année pour permettre les activités de mise en service des tableaux LVL. À l'avenir, l'ONR a l'intention d'autoriser un certain nombre d'activités supplémentaires à mesure que le projet HPC évolue vers la phase de livraison du combustible sur site. L'ONR continue d'enquêter sur deux accidents de sécurité distincts qui se sont produits en 2022 : l'un concernant un accident mortel intervenu en novembre 2022 et l'autre concernant la chute d'une armature métallique préfabriquée sur un travailleur en août 2022. HPC continue de contribuer aux deux enquêtes et a soumis une déclaration volontaire en septembre 2024 à l'ONR au regard de l'accident mortel. Une autre déclaration volontaire a été soumise en décembre 2024 concernant l'accident impliquant l'armature métallique préfabriquée.

Contrat pour différence (*Contract for Difference* - CfD) [2]

La société de projet HPC, NNB Generation Company (HPC) Limited, et le Département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé, en octobre 2015, les conditions du contrat pour différence relatif à HPC (*CfD*). Ce dernier a été déclaré compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État par la Commission européenne en octobre 2014.

Signé le 29 septembre 2016 en parallèle de tous les autres contrats avec le gouvernement britannique, le CfD est un contrat signé par HPC et contresigné et géré par une contrepartie appelée *Low Carbon Contracts Company Limited* (*LCCC*), société de droit privé appartenant à l'État britannique, qui vise à sécuriser les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC par un mécanisme financier de compensation de la différence entre le prix d'exercice contractuel et le prix de référence du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service de chacune des tranches.

À partir de la date de mise en service commerciale de la tranche considérée, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le CfD, le producteur recevra la différence. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur sera redevable de cette différence.

Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont les suivantes :

- le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 livres sterling$_{2012}$/MWh. Le prix d'exercice sera réduit à 89,50 livres sterling$_{2012}$/MWh si le projet Sizewell C fait l'objet d'une décision d'investissement finale positive afin de tirer parti de l'effet de série, avec une compensation de Sizewell C au profit de HPC en vue de partager entre les deux projets britanniques les coûts de la technologie de la tête de série EPR, payable le 31 décembre 2025 ou lors de la décision d'investissement finale positive concernant le projet Sizewell, la date la plus tardive étant retenue ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ;
- la durée d'exercice du mécanisme est de 35 ans ; compte tenu du retard de la tranche 1, dont la mise en service commerciale devrait intervenir après le 1er mai 2029, et du retard de la tranche 2, dont la mise en service commerciale devrait intervenir après le 31 octobre 2029, la durée d'exercice de 35 ans sera réduite proportionnellement au dépassement des délais au-delà de ces dates ;
- le contrat CfD est assorti d'une date de mise en service impérative *(Longstop Date)*, en vertu de laquelle, si aucune tranche n'a été mise en service à cette date, le gouvernement britannique est autorisé (sans obligation) à mettre fin au contrat CfD. Compte tenu de l'impact de Covid-19 sur le projet et de l'issue des négociations entre le gouvernement britannique et CGN sur son retrait du projet nucléaire Sizewell C, la date de mise en service impérative a été repoussée du 31 octobre 2033 au 31 octobre 2036 ;
- par ailleurs, tout retard de mise en service commerciale de la tranche 1 de plus de sept ans après la date limite applicable à la tranche 2, dite date de mise en service impérative (*Longstop Date*), autorise le gouvernement britannique (sans obligation) à mettre fin au CfD. La date de mise en service impérative est fixée au 31 octobre 2036 ;
- le projet est protégé contre certaines évolutions réglementaires et législatives défavorables. Par ailleurs sont prévus des cas de revue des coûts (à la hausse comme à la baisse selon les hypothèses) les 15e et 25e années, et de révision de certaines conditions pour les coûts correspondant aux opérations de démantèlement et de gestion des déchets (*Funding Decommissioning Programme*).

Il n'existe pas de garantie explicite de volume dans le CfD ni de plafond annuel. En revanche, le contrat comporte des clauses de protection contre le risque de réduction de charge par le gestionnaire du réseau (*curtailment risk*) de sorte que le projet est couvert contractuellement contre ce type d'évènement.

(1) Montant calculé aux bornes du projet en cohérence avec les coûts à terminaison du projet.
(2) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents.

Exposition et gestion des risques de change, taux et inflation

Postérieurement à la phase de mise en service, la rentabilité de l'investissement en euros varie en grande partie au gré des fluctuations de la livre sterling et de l'inflation au Royaume-Uni, les recettes étant générées en livres sterling et indexées sur l'inflation.

Le projet HPC est protégé contre les fluctuations des prix du marché de l'électricité pendant la période du CfD. Il est exposé aux fluctuations des prix de l'électricité au-delà de la période du CfD.

En termes de devises, environ 15 % des 17,4 milliards de livres sterling de coûts prévus à compter de 2025 sont libellés en euros. Ceci expose tant le projet que le groupe EDF au taux de change euro/livre. En cas d'affaiblissement de la livre face à l'euro, le coût du projet en livre augmente et sa rentabilité baisse en conséquence. Une stratégie de couverture a été mise en place au niveau du projet.

Toutefois, au niveau du Groupe, la dévaluation de la livre se traduirait par une baisse du besoin de financement ramené en euros et donc de la dette du Groupe. Compte tenu de l'horizon long terme de l'investissement dans le projet HPC, le groupe EDF a déployé une stratégie progressive de couverture du risque d'appréciation de la livre dans son investissement dans HPC.

Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets

Les contrats relatifs au Programme de financement du démantèlement des centrales et de gestion des déchets (*Funding Decommissioning Programme* – FDP) de HPC ont été signés le 29 septembre 2016. Pour un détail des exigences réglementaires applicables aux opérateurs nucléaires, voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire ».

Sizewell C

Sizewell C est un projet de construction d'une centrale nucléaire dotée de deux réacteurs EPR à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre). Il est prévu que la centrale Sizewell C dispose d'une capacité totale de 3 GW alimentant en électricité 6 millions de foyers pendant environ 60 ans.

Le projet repose sur la stratégie de réplication de HPC, reproduisant autant que possible la conception et la chaîne logistique de HPC. Sizewell C bénéficiera des retours et de l'expérience d'HPC ainsi que d'une chaîne logistique britannique complète à tous égards, ce qui devrait améliorer la visibilité en termes de calendrier et de coûts.

Au 31 décembre 2023, le projet Sizewell C était entièrement consolidé dans les états financiers du Groupe. Au 31 décembre 2024, EDF a perdu le contrôle de la société Sizewell C (Holding) Ltd compte tenu notamment des éléments suivants :

- la diminution progressive du pourcentage de détention a conduit à la perte des droits d'EDF dans la gouvernance de Sizewell C, et
- la mise en place de l'équipe dirigeante de Sizewell C, indépendante d'EDF et ayant les compétences requises pour prendre les décisions et mener le projet de construction.

Par conséquent, à compter du 31 décembre 2024, la société Sizewell C (Holding) Ltd est mise en équivalence du fait de l'influence notable désormais exercée par le Groupe sur cette entité.

Décision du gouvernement britannique de soutenir le développement de Sizewell C

Le *Department for Energy Security and Net Zero* (DESNZ) a annoncé en août 2024 l'attribution de nouvelles subventions pour le développement de Sizewell C, d'un montant maximum de 5,5 milliards de livres sterling, ce qui témoigne du soutien du gouvernement britannique. Lors du lancement du budget d'automne (octobre 2024), le gouvernement britannique a affirmé que « le nouveau nucléaire jouera un rôle majeur pour permettre au Royaume-Uni de garantir sa sécurité énergétique et de produire une énergie propre, tout en proposant des milliers d'emplois qualifiés et de qualité » [1].

L'engagement d'EDF concernant le financement du projet Sizewell C est plafonné. Le montant fixé a été atteint fin 2023 et EDF n'a aucune obligation d'apporter une contribution supplémentaire au-delà de ce plafond. Dans l'attente de la décision finale d'investissement, le projet a été entièrement financé par le gouvernement britannique en 2024, qui consolide ainsi sa position d'actionnaire majoritaire au regard du projet.

Au 31 décembre 2024, le gouvernement britannique détient 83,8 % du projet et EDF les 16,2 % restants.

Préparation de la construction

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement, prévue au printemps 2025, le projet est passé d'une phase de développement à la phase de réalisation et prépare activement le démarrage de la construction.

L'engagement de financement d'actions locales pris par Sizewell C dans le cadre de la demande d'autorisation d'aménagement est devenu effectif le 15 janvier 2024 avec le démarrage des travaux sur site. L'acquisition du site principal est intervenue en mars 2024. Les entreprises de génie civil sont mobilisées et les travaux sur site s'accélèrent. La conception détaillée des ouvrages hors site (tels que les routes et les voies ferrées) et des travaux de terrassement a progressé comme prévu. Les contrats des composants et équipements critiques sont finalisés ou en cours de finalisation, et la fabrication de certains équipements critiques, incluant les cuves des réacteurs et les générateurs de vapeur, a été lancée afin de sécuriser les bénéfices de la réplication du HPC.

Des plans d'organisation et de collaboration avec HPC sont également mis en œuvre ou expérimentés.

Consentements, autorisations et licences

En juillet 2022, le gouvernement britannique a approuvé la demande d'autorisation d'aménagement (*Development Consent Orders - DCO*). Un recours devant les tribunaux contestant cette décision a été rejeté en juin et en décembre 2023. Un nouvel appel de la décision, formé en janvier 2024, a été rejeté par la Cour suprême en mai 2024. Le projet a rempli une série d'obligations comprises dans la demande d'autorisation d'aménagement (DCO) permettant le démarrage de la construction en 2024.

L'*Office for Nuclear Regulation* (ONR) a formellement accordé la licence de site nucléaire en mai 2024.

Cadre de régulation et mécanisme de partage des risques

La loi (*Nuclear Energy [Financing] Act*), entrée en vigueur en mars 2022, a prévu la possibilité d'utiliser un modèle de base d'actifs régulés (BAR, ou *Regulated Asset Base, RAB*) pour financer de futurs projets nucléaires. Le modèle BAR est un modèle de financement éprouvé qui a déjà servi à financer d'autres infrastructures de premier plan au Royaume-Uni, comme des réseaux de distribution d'eau, de gaz et d'électricité. Dans ce cadre, une société se voit octroyer par un régulateur une licence lui permettant de facturer un prix réglementé aux consommateurs en échange de la mise à disposition de l'infrastructure.

Le projet Sizewell C a été désigné en novembre 2022 comme éligible au modèle BAR. Aux termes d'une licence BAR (*generation licence*) concédée à Sizewell C par l'autorité britannique de régulation des marchés de l'électricité et du gaz (*Ofgem*), le projet recevra un revenu autorisé dès le début de la construction, qui sera financé par les fournisseurs d'électricité qui se verront facturer le coût du projet en tant qu'utilisateurs du système électrique. À leur tour, les fournisseurs d'électricité factureront le coût aux consommateurs britanniques.

L'autorité de régulation fixera un niveau de revenu autorisé pour le projet lui permettant de recouvrer les coûts (pendant les phases de construction et d'exploitation) et de rémunérer les capitaux investis dans un cadre réglementaire incitatif pour réaliser le projet. Les coûts de développement engagés jusqu'à l'entrée en vigueur de la licence BAR devraient être inclus dans la BAR et recouvrés à la signature du *Revenue Collection Agreement* à conclure entre Sizewell C et la Low Carbon Contracts Company Ltd.

(1) www.gov.uk/government/publications/autumn-budget-2024-a-gad-technical-bulletin/autumn-budget-2024-gad-technical-bulletin#:~:text=Investment,-The%20government%20has&text=This%20settlement%20provides%20%C2%A32.7,the%20clean%20energy%20superpower%20mission.

En sus du modèle BAR, le projet Sizewell C bénéficiera d'un ensemble de mesures d'aide du gouvernement britannique (*Government Support Package*, *GSP*) protégeant les investisseurs et les prêteurs contre certains risques à faible probabilité et à fort impact. La combinaison du modèle BAR et du GSP vise à partager les risques de construction et d'exploitation du projet entre les consommateurs, les contribuables et les investisseurs, et à réduire ainsi le coût de financement.

Les termes relatifs au modèle BAR et au GSP pour le projet Sizewell C sont en cours de finalisation avec le gouvernement britannique et les investisseurs potentiels. Un processus formel de consultation a été lancé en novembre 2023 sur les modalités du modèle BAR pour Sizewell C. Une autre consultation concernant la méthodologie de détermination du coût moyen pondéré initial du capital de la licence économique proposée pour le projet Sizewell C a été lancée en mars 2024.

Financement de la construction de la centrale

En septembre 2023, le gouvernement britannique a lancé un processus de recherche de financements supplémentaires auprès d'investisseurs privés pour la construction de la centrale nucléaire de Sizewell C. En octobre 2024, le gouvernement a confirmé que le processus de levée de fonds propres et de dettes dans le cadre du projet Sizewell C allait bientôt entrer dans sa phase finale. Tout comme pour les autres grands engagements pluriannuels du gouvernement, une « décision finale d'investissement quant à la poursuite du projet sera prise lors de la phase 2 de l'examen des dépenses » [1], qui devrait s'achever en 2025.

Décision finale d'investissement (FID)

La décision de construire la centrale reste soumise à l'approbation d'une décision finale d'investissement. Sizewell C et ses actionnaires, EDF et le gouvernement britannique, travaillent ensemble pour finaliser les étapes restantes menant à cette décision finale d'investissement, attendue en 2025, sous réserve notamment du respect des conditions suivantes :

- la sécurisation du financement du projet, incluant la finalisation de la licence BAR et du GSP, et la finalisation du processus de recherche de financements supplémentaires auprès d'investisseurs privés en cours ;
- un accord avec le gouvernement britannique sur le planning de référence et le coût à terminaison du projet.

Conditions de participation d'EDF à la décision finale d'investissement

La participation d'EDF au financement de la construction est soumise au respect de certaines conditions dont :

- une prise de participation dans le projet pouvant aller jusqu'à 19,99 %, y compris un plafond pour l'exposition financière en valeur ;
- une rémunération du capital attendue, en tant qu'investisseur, conforme au rendement du marché pour ce type d'actifs, au profil d'allocation des risques et à la politique d'investissement d'EDF.

Le non-respect de ces conditions (sans préjudice d'une allocation des risques satisfaisante) conduirait le Groupe à ne pas prendre de décision finale d'investissement (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A – « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

Le montant et le calendrier de l'injection de capital d'EDF en tant qu'actionnaire, en cas de décision finale d'investissement, n'ont pas encore été approuvés.

EDF et ses filiales fourniront le design de l'EPR britannique, les gros équipements clés via Framatome, les turbines à vapeur via Arabelle Solutions, les assemblages combustibles au moins pour les premiers cycles, ainsi que des services connexes au projet Sizewell C.

Bradwell B

Le projet n'a fait l'objet d'aucun développement en 2024.

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Marché et présence du groupe EDF en Italie

L'Italie fait partie des quatre marchés clés du groupe EDF en Europe, avec la France, le Royaume-Uni et la Belgique. Le Groupe est présent en Italie principalement via sa participation de 97,172 % au capital d'Edison [2].

Edison est un énergéticien de premier plan, fort de plus de 140 ans d'histoire, ce qui en fait l'un des plus anciens opérateurs du secteur.

Edison emploie aujourd'hui plus de 6 000 personnes, principalement en Italie et en Espagne, dans les domaines de la production renouvelable et bas carbone, de l'approvisionnement et de la vente de gaz naturel en gros, de la mobilité durable, et, via Edison Energia et Edison NEXT, dans la vente d'électricité, de gaz et la fourniture de services à valeur ajoutée aux clients, entreprises, territoires et administrations publiques. Le Groupe est à la pointe de la transition énergétique en Italie, conformément aux Objectifs de développement durable (ODD) de l'ONU et aux politiques européennes de décarbonation.

1.4.5.2.2 Stratégie d'Edison

Leader de la transition énergétique durable, Edison fonde sa stratégie sur trois piliers principaux :

1. soutenir la croissance du secteur des énergies renouvelables et assurer la flexibilité du réseau,
2. garantir la sécurité d'approvisionnement en adaptant ses activités gazières à l'évolution de la demande italienne et promouvoir la production de gaz vert,
3. soutenir ses clients tout au long de leur parcours de décarbonation grâce à des services à valeur ajoutée.

Dans ce contexte, ses principaux objectifs pour 2030 sont les suivants : augmenter sa puissance installée de 2 à 5 GW dans les énergies renouvelables, maintenir une part de marché de 20 % dans les ventes de gaz en Italie tout en diversifiant ses sources d'approvisionnement et en veillant à ce qu'au moins 5 % de son portefeuille proviennent de sources de gaz vert, atteindre 4 millions de contrats clients et devenir le leader des services d'efficacité énergétique pour accompagner les grands clients et les administrations publiques (villes, écoles, hôpitaux, etc.) sur la voie de la transition énergétique.

D'ici 2030, Edison souhaite décarboner 40 % de sa production d'électricité afin de disposer d'un portefeuille industriel dont l'EBITDA proviendrait à 70 % des énergies renouvelables, de la flexibilité et des activités aval, contre 35 % en moyenne sur la période 2020-2022. Pour ce faire, elle prévoit de mettre en place un plan d'investissement ambitieux (dont 85 % en adéquation avec les ODD des Nations unies et 75 % avec le règlement « Taxonomie » de l'Union européenne). Ce développement sera financé par des flux de trésorerie d'exploitation et un niveau d'endettement conforme à une notation *investment grade*.

D'ici 2040, Edison entend décarboner plus de 90 % de sa production d'électricité grâce à l'utilisation d'énergies renouvelables et de nouvelles technologies telles que le captage du CO_2 et le nouveau nucléaire, si les conditions sont réunies pour son développement en Italie.

Les principaux axes de développement à venir d'Edison sont notamment les suivants :

- **énergies renouvelables et flexibilité :** pour développer son portefeuille d'actifs de production électrique en Italie dans le but d'atteindre une capacité de 5 GW d'ici à 2030, tout en réduisant ses émissions de carbone, Edison a l'ambition d'augmenter sa production d'énergies renouvelables. Il cible des investissements dans l'éolien, le photovoltaïque et l'hydroélectricité. En parallèle, Edison a pour objectif de développer des outils de flexibilité tels que le stockage et le pompage hydraulique pour soutenir le développement des sources renouvelables intermittentes non programmables.

(1) www.gov.uk/government/publications/autumn-budget-2024/autumn-budget-2024-html
(2) Quote-part du capital. 99,473 % quote-part des droits de vote.

Edison prévoit de se concentrer sur les centrales thermoélectriques hautement efficaces et flexibles et sur les systèmes de captage et de stockage du CO_2 (CSC) pour décarboner son portefeuille de production d'électricité à partir de gaz. À l'horizon 2040, Edison estime que l'énergie nucléaire jouera un rôle clé dans la réalisation des objectifs de neutralité carbone de l'UE. La technologie des petits réacteurs modulaires (SMR) permet notamment de produire à la fois de l'électricité et de la chaleur, répondant de manière très flexible aux besoins des industries et des territoires énergivores ;

- **gaz/gaz vert :** Edison maintiendra son rôle clé dans la sécurité et l'indépendance énergétique du pays avec un portefeuille de gaz flexible et de plus en plus décarboné, grâce aux gaz verts tels que l'hydrogène et le biométhane. Son objectif pour 2030 est de continuer à satisfaire 20 % de la demande de gaz en Italie, les gaz verts représentant environ 5 % de son portefeuille. Edison adaptera son portefeuille de gaz à long terme à la diminution des besoins du marché italien tout en diversifiant ses sources de gaz sur le plan géographique et par le biais de contrats flexibles de GNL à long terme, et en développant les gaz verts (biométhane et H_2) ;
- **clients et services :** l'objectif d'Edison est d'augmenter son portefeuille clients de manière constante pour atteindre 4 millions de contrats (segments B2C et B2B) d'ici 2030 et de développer une plateforme leader de services à valeur ajoutée et de services énergétiques pour tous ses clients (segments B2C, B2B et B2G). Edison vise également à développer sa plateforme en aidant les clients et les territoires à renforcer leur compétitivité, leur efficacité, leur performance environnementale et le niveau de bien-être individuel. Edison promeut la mobilité durable, tant avec des solutions de mobilité électrique qu'en favorisant le développement d'installations pour la vente de GNL pour le transport lourd terrestre et maritime.

Edison est, par ailleurs, la plateforme gazière du groupe EDF. La société assure depuis 2017, via un contrat de services avec EDF, la gestion intégrée de tous les actifs du groupe EDF et le développement des activités d'approvisionnement gazier à long terme d'EDF (notamment achat de gaz et de GNL, gestion des contrats, optimisation de moyen-long terme et transport).

Ces dernières années, le Groupe a recentré sa position dans la chaîne de valeur du gaz suite à une réorientation stratégique vers des activités de transition énergétique.

Dans ce contexte, Edison a finalisé la cession de l'ensemble de ses actifs d'Exploration & Production (E&P) en 2023 et a signé, en juillet dernier, un accord pour la vente de 100 % d'Edison Stoccaggio à SNAM à l'issue d'un processus concurrentiel.

Le Groupe reste néanmoins très présent dans les activités gazières amont et aval.

Le Groupe bénéficie également des compétences d'optimisation à court et moyen terme d'EDF Trading, notamment grâce à son accès au marché de gros physique et financier dans le monde entier.

En juin 2024, S&P a confirmé la notation « BBB/A-2 » d'Edison et a modifié la perspective de stable à positive. Cette modification fait écho à une révision similaire de la perspective de la notation d'EDF SA et confirme qu'Edison maintient de solides performances opérationnelles et financières. Moody's a attribué la notation « Baa3 avec perspective stable » à Edison.

En 2024, avec le retour d'un scénario de prix quasi identique à la situation pré-Covid et compte tenu de son solide profil de liquidité, Edison a annulé le crédit renouvelable de 1 milliard d'euros garanti par la SACE contracté en 2023 pour faire face aux tensions qui pesaient sur son fonds de roulement suite à la crise énergétique de 2022.

En ce qui concerne la régénération des terres, Edison a constitué des provisions de plus d'un milliard d'euros au cours des trois dernières années destinées à la réhabilitation de l'environnement. Edison ReGea, pôle d'aptitudes et de compétences avancées, a été créé pour mener à bien ces activités.

Edison est également un acteur de premier plan dans le domaine de la responsabilité sociale, en particulier avec la fondation EOS – Edison Orizzonte Sociale ETS constituée en 2021 pour soutenir les collectivités locales et l'innovation sociale sur le territoire italien.

Il a en outre annoncé récemment la mise en place d'un plan de « soutien au logement » à l'intention de ses jeunes salariés. Ce programme prévoit une aide financière pour la location d'un appartement meublé de deux pièces situé non loin du travail, dans une zone bien desservie par les transports publics.

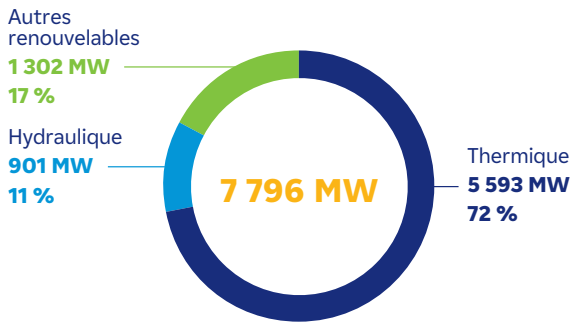
Enfin, Sustainalytics a examiné l'évaluation de l'exposition aux risques ESG d'Edison pour l'année 2024 et lui a attribué la note 23 (risque moyen) contre 24,9 en 2023, confirmant une forte qualité de la gestion des risques ESG. Cela place Edison dans le premier tiers des services publics évalués à travers le monde selon la méthodologie de Sustainalytics.

Edison a par ailleurs obtenu en 2024 le score S&P Global ESG de 54/100, soit une augmentation de 9 points par rapport à 2023. Après la mise à jour de son évaluation de durabilité par Ecovadis, la société a également obtenu la médaille Platinum, avec un score de 88 points sur 100 (contre 75/100 en 2023), se classant ainsi parmi les 1 % des entreprises évaluées les mieux notées.

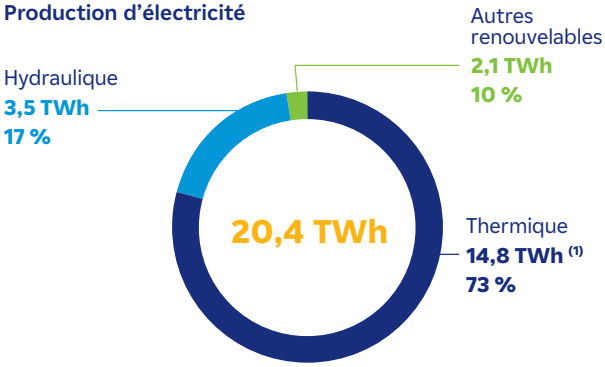
1.4.5.2.3 Activités d'Edison

CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION D'EDISON (1) – 2024

Capacité installée



Production d'électricité



(1) En données consolidées, services d'efficacité énergétique inclus.
NB : les valeurs exprimées sont arrondies.

(1) Services d'efficacité énergétique inclus.

1.4.5.2.3.1 Activité de production électrique

La production 2024

Edison couvre 7,5 % de la production d'électricité italienne avec une capacité installée de 7,8 GW répartie sur l'ensemble du territoire (7,7 % en incluant les services d'efficacité énergétique pour une production de 0,7 TWh, soit une production totale d'Edison Electricity de 20,4 TWh).

La société est un opérateur intégré tout au long de la chaîne de valeur de l'électricité, avec des activités allant de la production d'électricité à l'exploitation et à la maintenance des centrales, en passant par la vente aux clients finaux.

En 2024, Edison (hors services d'efficacité énergétique) a vendu 37,1 TWh d'électricité en Italie (contre 36,4 TWh en 2023, soit +2,1 %), dont 17,4 TWh achetés sur les marchés et 19,7 TWh produits (+5 % par rapport à l'an dernier). La hausse de la production d'Edison en 2024 est essentiellement due à la hausse de la production hydroélectrique (3,4 TWh, soit +46,1 % par rapport à 2023) principalement en raison de précipitations plus élevées. Cette augmentation fait plus que compenser la baisse de la production éolienne et photovoltaïque tout au long de l'année 2024, malgré la contribution positive des nouvelles centrales photovoltaïques mises en service au cours de l'année.

Le parc de production

À date, le parc de production d'Edison (hors services d'efficacité énergétique) est composé de 124 centrales hydroélectriques, 11 centrales thermiques (CCG), 53 parcs éoliens et 60 centrales photovoltaïques. La production d'électricité en volume est issue pour 72,2 % des CCG, pour 17,4 % de l'hydraulique et pour 10,4 % de l'éolien et des autres énergies renouvelables.

Afin de garantir la flexibilité et la sécurité du système électrique national, Edison a mis en service deux nouvelles centrales thermoélectriques à cycle combiné à la pointe de la technologie : la centrale CCG Marghera Levante (780 MW) en 2023 et la centrale CCG Presenzano (770 MW) en 2024. Ces deux centrales sont très flexibles et efficaces (efficacité énergétique de près de 63 %) et exercent un faible impact environnemental, ce qui permet de garantir (i) une réduction des émissions spécifiques de dioxyde de carbone à hauteur de 30 % par rapport à la moyenne du parc thermoélectrique italien actuel, (ii) des émissions d'oxydes d'azote (NOx) inférieures de plus de 60 % à celles des centrales existantes de taille similaire, et (iii) une utilisation limitée des ressources en eau grâce à l'adoption de systèmes de refroidissement de l'air. Les deux centrales bénéficient de la contribution fixe de 75 000 €/MW pendant 15 ans sur le marché de capacité. Il s'agit d'une étape importante pour la sécurité du système énergétique italien, garantissant une production très flexible et bas carbone, permettant d'équilibrer la nature intermittente des sources renouvelables et contribuant ainsi à la réalisation des objectifs de décarbonation du pays fixés par le PNIEC (1).

Edison continue son développement dans les renouvelables grâce à la croissance organique et à des partenariats avec des développeurs tiers.

L'année 2024 a été marquée par l'inauguration de la centrale photovoltaïque d'Aidone (41 MW) et la construction de sept nouvelles centrales photovoltaïques dans le Piémont d'une capacité totale de 45 MW, confirmant l'objectif d'Edison de s'imposer comme l'un des acteurs de référence dans ce secteur.

Edison dispose d'un important *pipeline* d'énergies renouvelables en cours de développement (plus de 2 GW) et en cours de construction (environ 400 MW).

Dans ce contexte, Edison a récemment entamé la modernisation de quatre centrales dans les Abruzzes : le remplacement de ces turbines éoliennes permettra de doubler le volume d'électricité produite.

Edison montre son intérêt pour les énergies renouvelables non seulement à travers son important plan d'investissement, mais aussi à travers des contrats d'achat d'électricité (PPA). La signature des contrats d'achat d'électricité avec des producteurs d'énergie renouvelable est un important levier pour inciter le marché à créer de nouveaux mégawatts renouvelables et à accélérer le processus de décarbonation.

En 2024, Edison a signé un contrat d'achat d'électricité auprès de tiers à un prix fixe sur une base long terme qui produira environ 50 GWh par an. Les centrales seront installées dans le nord de l'Italie.

Edison œuvre également au développement de projets ambitieux et innovants tels que les centrales éoliennes offshore flottantes, le pompage hydraulique et la production nucléaire.

En juin 2024, Edison a rejoint une entité *ad hoc* chargée de construire une centrale éolienne offshore flottante d'une capacité de 975 MW en Italie. Il a acquis une participation de 50 % dans Wind Energy Pozzallo S.R.L., Blunova (Carlo Maresca Group) détenant les 50 % restants. La centrale, qui sera située à plus de 25 km des côtes siciliennes, est actuellement en phase d'autorisation auprès du ministère italien de l'Environnement (MASE).

Edison continue à se développer dans le secteur hydroélectrique, avec l'achat et le déploiement de mini-projets hydroélectriques, et a présenté son offre pour la réaffectation des concessions hydroélectriques de Codera Ratti-Dongo, dans le cadre de la procédure d'appel d'offres lancée par la région de Lombardie. Edison travaille également sur des projets de pompage hydroélectrique en collaboration avec Webuild, dans le but de développer la chaîne d'approvisionnement en énergie hydroélectrique italienne, d'accroître l'autonomie énergétique du pays et de contribuer à son développement économique.

(1) *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.*

À l'horizon 2040, Edison estime que l'énergie nucléaire jouera un rôle clé dans la réalisation des objectifs de neutralité carbone de l'UE.

La technologie des petits réacteurs modulaires (SMR), constitue une innovation technologique qui pourrait être mise en œuvre à grande échelle en toute sécurité et qui soutiendrait les objectifs de décarbonation à long terme, en minimisant les investissements.

À ce titre, il est à noter qu'EDF, Edison, Federacciai, Ansaldo Energia et Ansaldo Nucleare ont signé en 2024 un protocole d'accord pour l'utilisation de l'énergie nucléaire afin de stimuler la compétitivité et la décarbonation de l'industrie sidérurgique italienne. Par ailleurs, Edison, Framatome et Politecnico di Milano ont signé un accord de coopération en matière de recherche scientifique et technologique et de formation dans le domaine de l'énergie nucléaire.

En dehors de l'Italie, le Conseil d'administration d'Edison a approuvé, en décembre, l'offre d'achat de la part d'Helleniq de la participation de 50 % détenue dans la société grecque Elpedison, qui possède deux centrales à cycle combiné gaz CCG, l'un à Thessalonique (426 MW) et l'autre à Thisvi (410 MW), et un vaste portefeuille de clients finaux. Cette décision marque la fin de cette joint-venture créée il y a plus de 15 ans, et permettra à Edison de percevoir plus de 195 millions d'euros pour financer sa croissance dans les activités à faibles émissions de CO_2. La réalisation de la transaction est soumise à l'approbation des autorités réglementaires compétentes.

Enfin, Edison détient une participation de 20 % dans Kraftwerke Hinterrhein AG, qui exploite 626 MW d'énergie hydraulique en Suisse, et une participation de 49 % dans Dolomiti Edison Energy, avec des centrales hydrauliques dans le Trentin.

1.4.5.2.3.2 Activités dans le secteur du gaz

Le groupe EDF, à travers Edison, est présent dans les activités gazières amont et aval.

Edison est le deuxième importateur de gaz naturel d'Italie et le plus important importateur de GNL à long terme, avec une part de marché d'environ 22 %. Il est également le premier acteur de la gestion du GNL en petites et moyennes quantités (SSLNG). Edison souhaite maintenir sa position en Italie en adaptant son portefeuille de gaz à long terme à la tendance baissière du marché italien.

Le portefeuille italien d'approvisionnement en gaz d'Edison s'appuie sur un ensemble de contrats long terme. Fin 2024, les sources d'approvisionnement d'Edison étaient :

- d'environ 13,4 milliards de mètres cubes presque entièrement d'importation par gazoduc en provenance de la Libye, de l'Azerbaïdjan et de l'Algérie et de gaz naturel liquéfié en provenance du Qatar ;
- de 4,3 milliards de mètres cubes achetés sur le marché ou via des contrats court terme.

En 2024, les ventes totales de gaz se sont élevées à 17,6 milliards de mètres cubes (contre 14,9 milliards de mètres cubes en 2023) en raison de la reprise de l'activité après la tension causée par la guerre en Ukraine en 2022 et 2023 et des risques liés à la forte réduction de l'approvisionnement en gaz en provenance de la Russie. Edison a réalisé des ventes intragroupes à ses distributeurs (Edison Energia et Edison Next) pour 5,8 milliards de mètres cubes de gaz pour répondre aux besoins de ses clients industriels et résidentiels. La société a également livré 4,1 milliards de mètres cubes pour les besoins de production thermique en Italie (ce chiffre inclut les besoins des centrales détenues par Edison) et 7,7 milliards de mètres cubes sur le marché de gros.

En 2024, aucun gaz n'a été importé de Russie.

En septembre 2017, Edison et le fournisseur américain de GNL Venture Global ont signé un contrat de 20 ans portant sur la livraison de GNL. Malgré ce contrat, Venture Global n'a pas commencé à livrer Edison, invoquant des problèmes techniques au sein de l'installation. Par conséquent, Edison a engagé une procédure d'arbitrage contre Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA – London Court of International Arbitration) pour manquement au contrat.

Edison diversifie également son portefeuille en augmentant la part de gaz verts, ce qui lui permet d'accompagner ses clients sur la voie de la décarbonation.

Le Groupe est l'un des principaux acteurs du biométhane en Italie et dispose d'une chaîne de valeur intégrée allant de la production à la vente : 0,5 % de son portefeuille de gaz est couvert par du gaz vert. Edison possède 8 centrales de biogaz/biométhane, dont 3 en fonctionnement, 4 en cours d'autorisation et 1 en construction. Depuis la construction des premières centrales dans le pays en 2018, Edison aide les producteurs à vendre du biométhane à long terme, en le collectant sur les sites de production et en le revendant aux entreprises du secteur des transports.

En novembre 2024, Edison a signé un contrat d'achat de biométhane à long terme (BPA, *Biomethane Purchase Agreement*, d'une durée de 15 ans) avec la société Kanadevia Inova afin de collecter le biométhane produit à partir de déchets agricoles. Kanadevia Inova construira une usine de biométhanisation et Edison vendra le gaz ainsi produit à ses clients.

Les infrastructures gaz

Edison participe au développement de projets d'infrastructures d'importation de gaz, à travers la société IGI Poseidon détenue à 50 % par Edison [1]. IGI Poseidon promeut les trois projets suivants :

- EastMed, un projet d'interconnexion entre la Grèce et la Méditerranée orientale. Il permettrait d'avoir un accès direct aux ressources gazières de la Méditerranée orientale (Israël, Chypre) et les reliera aux marchés grec, italien et européen. Le projet repose sur une ligne *offshore/onshore* de 10 Gm^3/an, extensible jusqu'à 20 Gm^3/an. Sa viabilité et sa durabilité ont été démontrées d'un point de vue technologique et économique par des études d'ingénierie réalisées depuis 2014. Le gazoduc serait également adapté au transport d'hydrogène, répondant aux besoins de la transition écologique. Le projet est inclus dans la liste VI des projets d'intérêt commun (PCI) de l'UE ;
- Poseidon, une interconnexion entre la Grèce et l'Italie, qui, en se connectant à EastMed, permettrait de transférer les ressources gazières disponibles de la Grèce à l'Italie. Le projet est un actif mature dont les activités d'ingénierie sont finalisées. Il a obtenu les permis requis en Grèce et en Italie. En mai 2020, il a été déclaré projet d'importance nationale pour la Grèce ;
- IGB, un gazoduc de 182 km, opéré par ICGB et détenu conjointement par BEH [2] et IGI-Poseidon, qui relie la Grèce et la Bulgarie. L'infrastructure a une capacité de 3 milliards de mètres cubes de gaz. Le lancement commercial du gazoduc est intervenu en octobre 2022. Sa mise en service ouvre aux pays du sud-est de l'Europe une nouvelle voie d'approvisionnement stratégique en termes de sécurité et de diversification alternative au gaz russe. Le gazoduc a bénéficié d'un financement de 110 millions d'euros de la Banque européenne d'investissement (BEI).

Edison a également accès à 80 % de la capacité de regazéification du terminal offshore à long terme de Revigo (6,4 milliards de mètres cubes par an), qu'il utilise pour importer du GNL du Qatar.

Pour Edison, le GNL est un vecteur stratégique non seulement pour répondre à la demande du réseau gazier italien, mais aussi pour son rôle dans la décarbonation du transport routier et maritime. En 2021, Edison a créé la première chaîne logistique intégrée dédiée au GNL à petite échelle, grâce à la construction et à la mise en service d'un dépôt de 20 000 mètres cubes à Ravenna (en partenariat avec PIR et Scale Gas) et d'un méthanier dédié à son approvisionnement. En juillet 2024, Edison a utilisé ce méthanier, baptisé Ravenna Knutsen, lors de la première opération de soutage de GNL de navire à navire dans la mer Adriatique.

Afin d'asseoir son positionnement sur le marché de la mobilité durable, Edison développe une autre installation à Brindisi et prévoit de construire un deuxième méthanier pour approvisionner le deuxième dépôt et pouvoir accéder au marché émergent du soutage de GNL.

(1) Voir la section 1.4.6.2.2 « Projets et actifs gaziers - Infrastructures ».
(2) Bulgarian Energy Holding.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2024, Edison Energia a vendu 15,4 TWh d'électricité aux clients finals (en hausse de 11,9 % par rapport à 2023), dont 4,3 TWh pour le B2C et 11,1 TWh pour le B2B. Les ventes de gaz aux clients finals se sont élevées à 5,8 milliards de mètres cubes (en hausse de 12,1 % comparé à 2023), dont 0,6 milliard de mètres cubes pour le B2C et 5,2 milliards de mètres cubes pour le B2B.

Edison Energia est la société dédiée à la vente d'électricité et de gaz aux particuliers, aux petites entreprises et aux grands clients industriels. Elle offre également des services à valeur ajoutée à travers une large gamme de produits de réparation, d'installation, de maintenance et d'assurance pour la protection des installations domestiques.

En 2024, Edison Energia a atteint plus de 2,97 millions de contrats clients particuliers, PME et industriels et des contrats de service à valeur ajoutée (+37,9 % par rapport au 31 décembre 2023), grâce à une croissance organique solide et à l'entrée de nouveaux clients acquis grâce aux enchères pour la libéralisation du marché de l'électricité B2C, convoquées par l'autorité de régulation italienne ARERA. Edison se rapproche de son objectif, annoncé en 2023, de compter 4 millions de contrats d'ici 2030.

En septembre 2024, Edison Energia a lancé une plateforme B2C innovante dédiée à la gestion des logements particuliers, appelée « Risolve ». Via cette plateforme, Edison Energia complète son offre traditionnelle de fourniture de gaz et d'électricité en proposant des services domestiques allant de l'assistance en cas d'imprévus à l'installation de panneaux photovoltaïques, de pompes à chaleur et de systèmes de chauffage et de climatisation, en passant par des solutions de mobilité électrique, d'assurance et de suivi de la consommation. La plateforme intègre également une offre Wi-Fi. Le consommateur trouve ainsi en Edison Energia un partenaire de confiance, à même de lui fournir tous les services domestiques dont il a besoin. La société est aussi la seule à pouvoir intervenir à domicile 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, grâce à un réseau de plus de 2 000 techniciens et de 1 000 boutiques répartis dans tout le pays.

Pour la commercialisation de ses produits électricité, gaz et service à valeur ajoutée auprès des particuliers et des petites entreprises, Edison a adopté une approche marketing multicanale centrée sur des approches physiques et digitales :

- Edison s'appuie sur un réseau de partenaires techniques et d'installateurs présents sur tout le territoire national ainsi que sur des boutiques en propre ou avec des partenaires. Le canal physique est une source de nouveaux contrats de fourniture d'électricité et de gaz et un prestataire pertinent pour les services à valeur ajoutée. En 2024, Edison compte plus de 1 000 points de vente en Italie ;
- Edison a augmenté le nombre d'interactions numériques, permettant au client de connaître sa consommation et de gérer lui-même ses contrats (par le biais d'un espace privé numérique et d'une application). Par ailleurs, l'utilisation des canaux numériques a enregistré une forte croissance au cours des quatre dernières années, ce qui confirme le changement d'habitudes des clients et l'importance de miser sur le numérique pour stimuler les ventes en ligne et hors ligne ;
- Edison met également l'accent sur la gestion du service après-vente par téléphone, avec un service client de haute qualité et des centres de contact dédiés au service et à la livraison afin de fournir un support de service à forte valeur ajoutée.

Les communautés d'autoconsommation d'énergie, qu'il s'agisse de copropriétés ou de collectivités, constituent également l'un des leviers permettant d'accélérer l'efficacité énergétique et l'électrification. Il s'agit d'associations d'utilisateurs qui partagent l'énergie qu'ils produisent à partir de sources renouvelables, afin de couvrir leur autoconsommation.

Dans le domaine du B2B, Edison Energia poursuit son développement. La société a signé un contrat d'achat d'électricité (PPA) avec Verallia et a remporté un appel d'offres auprès de Rete Ferroviaria Italiana pour la fourniture d'électricité produite à partir de sources renouvelables.

Par ailleurs, la société est également engagée dans la mobilité durable : elle soutient la mobilité électrique et encourage le passage des carburants traditionnels à des carburants plus durables. Edison Energia intervient à la fois dans l'installation et l'exploitation de stations-service pour véhicules légers et lourds et dans la fourniture de gaz naturel et de GNL (également sous forme de biométhane et de bio-GNL) aux stations-service, aux entreprises de logistique et de transport ou aux entreprises de transport public.

En 2024, Edison Energia a signé un contrat avec TUA (Trasporto Unico Abruzzese) pour fournir du biométhane à la flotte régionale d'autobus, et avec LC3 Trasporti pour fournir du bio-GNL et de l'électricité provenant de sources renouvelables aux véhicules de transport de marchandises de l'entreprise.

1.4.5.2.3.4 Activités sur le marché des services énergétiques

Edison gère les services énergétiques et environnementaux aux clients B2B et B2G via Edison NEXT.

Edison NEXT est fortement engagée pour accompagner ses clients (industriels, tertiaires, administrations publiques) dans leur transition écologique, en s'appuyant sur une plateforme unique de services et de solutions innovantes. Elle est présente en Italie, en Espagne et en Pologne.

Les principaux services comprennent la conception, l'installation et la gestion d'unités d'autoproduction durables, y compris des centrales de co/trigénération, des centrales photovoltaïques, des centrales thermiques pour la production de chaleur industrielle, des centrales de chauffage et de climatisation, des centrales d'air comprimé, des systèmes de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud et réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et des stations de traitement des eaux industrielles. Viennent s'y ajouter des services de conseil, portant notamment sur les audits énergétiques (conformément à la loi) ou encore la gestion des titres environnementaux, des certificats blancs, des permis énergétiques et des procédures liées aux mesures incitatives, etc.

Les solutions de transition énergétiques sont conçues en fonction des besoins des clients, les projets étant développés avec les clients souvent sous la forme de partenariats industriels ou d'accords de performance.

Voici quelques exemples de la manière dont Edison NEXT accompagne les entreprises industrielles dans leur transition énergétique.

- Contrat de 5 ans signé avec AFV Beltrame Group pour le suivi de la consommation énergétique de ses usines en Italie et à l'étranger par le biais d'une plateforme innovante d'intelligence énergétique qui permettra de suivre, de gérer et d'optimiser la consommation d'énergie à l'aide de modèles basés sur la science des données.
- Développement d'une centrale photovoltaïque de 6,1 MW sur le site de Bekaert près de Cagliari. Le contrat prévoit également la maintenance et la gestion énergétique afin de suivre les performances de la centrale et d'optimiser le rendement au fil du temps.
- Développement d'un système de production d'hydrogène vert pour Iris Ceramic.
- Développement d'une communauté industrielle d'énergie renouvelable (CER) à Trecenta (RO), la première à disposer de 7 systèmes photovoltaïques sur toiture. Cette communauté permet aux membres de bénéficier d'avantages économiques, tels qu'un tarif incitatif, de réduire leurs dépenses énergétiques et d'améliorer leur empreinte environnementale en réduisant leurs émissions de CO_2.
- Développement d'une communauté d'énergie renouvelable (CER) dans la province de Turin qui bénéficie de centrales photovoltaïques construites sur son site de chauffage urbain à Alpignano.
- Installation d'une centrale de cogénération qui soutient l'usine Michelin de Cuneo dans sa démarche de décarbonation. Cette structure de pointe, d'une capacité de 23 MWe, permettra de réduire les émissions annuelles de CO_2 de 18 000 tonnes.

Les contrats pour la construction de nouvelles centrales photovoltaïques sont passés de 137,3 MW en 2023 à 186,5 MW fin 2024 (+35,8%).

Pour accroître le développement d'Edison NEXT sur le marché italien auprès des clients du secteur industriel et tertiaire, Edison NEXT et Intesa Sanpaolo ont signé, en novembre 2024, un accord visant à promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables et à favoriser la décarbonation de la consommation énergétique des clients du secteur bancaire. Grâce à leurs

compétences respectives, Edison NEXT et Intesa aideront les entreprises à mettre en œuvre des solutions de décarbonation en évaluant leurs besoins et en les accompagnant lors de la phase de conception.

Edison NEXT propose également aux collectivités, territoires et autorités publiques une gamme complète de solutions de décarbonation allant de l'éclairage public et services énergétiques des bâtiments à la régénération urbaine. Aujourd'hui, Edison NEXT soutient plus de 300 municipalités et gère environ 1,3 million de points d'éclairage public.

Dans le cadre de son engagement à accompagner les collectivités locales vers la décarbonation, Edison NEXT intervient également dans le développement de systèmes de chauffage urbain à base d'énergies renouvelables. La chaleur distribuée par les réseaux de chauffage urbain a augmenté de 59,5% à 124,6 GWh, également portée par l'acquisition de Prometheus Energia Srl réalisée au second semestre 2023.

Par ailleurs, Edison NEXT contribue à la mobilité durable (e-mobility, hydrogène) en aidant les entreprises et les municipalités à mettre en place des solutions intégrées (par exemple, la production d'hydrogène, les stations-service à hydrogène, les bornes de recharge e-mobility).

- À titre d'exemple, en 2024, Edison NEXT et SEA (aéroports de Milan) ont constitué un partenariat pour développer une station de ravitaillement en hydrogène vert à la Cargo City de Malpensa afin de décarboner la logistique. La mobilité à l'hydrogène est à « zéro émission » et permettra donc de réduire drastiquement les émissions de CO_2.
- Edison NEXT prévoit également de mettre en place six stations de ravitaillement en hydrogène (près de Venise, Vérone et Plaisance et trois autour de Vercelli, Frosinone et Foggia). Elles permettront de ravitailler les camions et les bus dans les zones à forte densité de trafic et celles situées le long des corridors RTE-T (réseaux transeuropéens de transport).
- Edison NEXT met en œuvre un projet de mobilité électrique pour la logistique du groupe Arcese.

Dans ce contexte, Edison NEXT a récemment bénéficié d'un financement de 5,2 millions d'euros dans le cadre du programme de financement CEF Transport de l'Union européenne et d'un financement de 2,3 millions d'euros au titre du programme européen Next Generation pour améliorer le réseau de recharge électrique rapide et ultra-rapide en Italie.

Edison participe également à la Puglia Green Hydrogen Valley, qui est l'une des plus importantes initiatives de production d'hydrogène vert à grande échelle en Europe. Elle prévoit la construction de deux usines à Brindisi et Tarente, pour une capacité d'électrolyse de 160 MW. Une fois pleinement opérationnelles, les usines devraient pouvoir produire environ 250 millions de mètres cubes d'hydrogène vert par an. Le projet a été sélectionné au titre d'un PIIEC (Projet important d'intérêt européen commun) de 370 millions d'euros, ce qui confirme son caractère stratégique.

Stellantis est un client majeur d'Edison NEXT, qu'elle soutient notamment dans la gestion des systèmes électriques, des gaz industriels, de la chaleur et du traitement de l'eau sur ses sites de production en Italie. Au cours de l'année 2024, en raison d'un litige concernant certaines factures envoyées à Stellantis, Edison NEXT a ouvert une procédure d'arbitrage. Parallèlement à cette procédure judiciaire, les deux entreprises ont également entamé des négociations bilatérales afin de tenter de résoudre le litige sur le plan commercial.

En Pologne, Stellantis a exercé son droit de résiliation du contrat en cours et a déjà entamé le processus de rachat des actifs, qui sera définitivement achevé le 31 décembre 2024.

1.4.5.2.3.5 Activités régulées - Stockage de gaz

En 2024, Edison a signé un accord afin de vendre 100 % d'Edison Stoccaggio à SNAM.

Edison Stoccaggio possède trois installations de stockage de gaz naturel : Cellino (TE), Collalto (TV) et San Potito e Cotignola (RA), pour une capacité totale d'environ 1 milliard de mètres cubes par an. La transaction devrait être finalisée au cours du premier trimestre 2025, sous réserve de l'approbation des autorités de la concurrence compétentes et de l'autorisation du Conseil des ministres italien, conformément à la procédure du « Golden Power ». Cette vente s'inscrit dans le cadre du plan stratégique de l'entreprise à l'horizon 2030, qui vise à recentrer ses investissements vers des activités de transition énergétique.

1.4.5.3 Autre international

1.4.5.3.1 Europe du Nord

Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces avec la plaque électrique franco-allemande et la Grande-Bretagne. Le Benelux constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le *hub* de Zeebrugge et le terminal méthanier de Dunkerque à proximité.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 %, en copropriété indivise, de la centrale nucléaire de Tihange 1 via EDF Belgium (détenue à 100 %). La capacité revenant à EDF représente 481 MW (soit 2 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF (via un contrat à long terme renouvelé fin 2015 pour dix années supplémentaires). La société, à son tour, revend l'électricité à Luminus à un prix de marché. L'exploitation de la centrale de Tihange 1 est prévue jusqu'au 1er octobre 2025.

Luminus

À fin 2024, le groupe EDF détient 68,63 % de la société Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium. Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. Il détient un portefeuille amont/aval équilibré. L'entreprise, dont la part de marché dans la fourniture de gaz et d'électricité avoisine 25 %, dispose de près de 10 % de la capacité de production belge avec 2 251 MW installés fin 2024. La production d'électricité de Luminus à fin 2024 s'élève à 4,2 TWh. La société emploie plus de 2 800 collaborateurs.

Luminus a l'ambition de développer son parc éolien et d'accélérer le déploiement de ses services énergétiques. L'objectif est d'apporter à ses clients des solutions innovantes et durables, tout en poursuivant sa démarche de réduction des coûts et de rationalisation de son parc de production thermique.

Luminus est propriétaire de 10,2 % (soit 419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service respectivement en 1983 et 1985) et de Doel 3 et 4 (mises en service respectivement en 1982 et 1985) qui ont une durée de vie de 40 ans. La centrale nucléaire de Doel 3 est à l'arrêt définitif depuis le 23 septembre 2022, celle de Tihange 2 est à l'arrêt définitif depuis le 31 janvier 2023. Au second semestre 2023, Engie et l'État belge ont signé un accord en vue de définir les conditions d'une prolongation de 10 ans de l'exploitation des réacteurs Doel 4 et Tihange 3 à partir de novembre 2025.

Par ailleurs, Luminus bénéficie d'un contrat d'allocation de production à hauteur de 100 MW adossé aux deux tranches de la centrale de Chooz B.

Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycle combiné et cycles ouverts) pour une capacité installée de 1 208 MW. En avril 2022, le gouvernement fédéral belge a sélectionné le projet de nouvelle centrale CCG (cycle combiné gaz) à Seraing dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*). Il porte sur la construction d'une centrale électrique de type turbine-gaz-vapeur (TGV) d'une puissance totale d'environ 870 MW. Cette nouvelle unité de production se situera à côté de la centrale existante en cycle ouvert dans le parc d'activité du Val à Seraing. Les travaux de cette nouvelle centrale ont démarré à l'automne 2022 et la mise en service de la nouvelle unité est prévue pour le second semestre 2025. Le projet prévoit également la transformation de la centrale existante en cycle ouvert de manière à fonctionner en complément de la nouvelle unité. La conversion est en cours et devrait s'achever au début de l'année 2025.

Luminus est par ailleurs présente dans les énergies renouvelables. La société exploite 7 centrales hydroélectriques. À fin 2024, Luminus détient environ 100 parcs éoliens *onshore* totalisant 295 turbines réparties en Wallonie et en Flandre. Depuis fin 2015, la société est leader dans l'éolien *onshore* en Belgique. À fin 2024, la puissance installée est de 764 MW. En 2024, Luminus a érigé 12 éoliennes pour une capacité totale de 39 MW.

Luminus fournit de l'électricité et du gaz à environ 2,2 millions de clients en Belgique, ce qui représente une part de marché de 25 % et la place en 2e position en Belgique. Luminus augmente sa part de marché via une approche multi-marque : en plus de la marque principale Luminus, la société a développé une marque verte Bolt, une marque 100 % digitale Energie.be et a lancé la marque Energiek aux Pays-Bas.

Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la société est active via ses filiales Rami Services, Dauvister et Insaver. Elle propose principalement des services d'installation et d'entretien de chaudières, des installations photovoltaïques ainsi que des services « Assistance Habitation » en cas de dommages domestiques imprévus. Courant 2024, Dauvister et Insaver ont respectivement installé 309 (1,7 MWp) et 860 (5 MWp) panneaux photovoltaïques chez des clients B2C.

Pour ses clients industriels, Luminus propose, avec des partenaires [1], des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage. Sa filiale Luminus Solutions (codétenue à 51 % par Luminus et à 49 % par Dalkia) fournit des services d'efficacité énergétique aux bâtiments administratifs, hôpitaux, écoles, salles de sport, piscines et complexes d'appartements sur la base d'un contrat de performance énergétique.

En 2024, Luminus a maintenu sa stratégie d'expansion par le renforcement des pôles régionaux, notamment autour de sa filiale ATS.

Luminus Cities (ex-Citelum Belgique) a terminé les travaux de rénovation LED de l'éclairage du réseau (auto)routier wallon entamés en 2020. Le volet digital sera quant à lui finalisé courant 2025. Le contrat PPP (partenariat public-privé) de 20 ans de conception, modernisation, financement, gestion et maintenance portant sur 100 000 points lumineux a été attribué en 2019 au consortium LuWa (composé de Luminus Cities en tant que mandataire, Luminus, CFE et DIF). Ce contrat est maintenant entré dans sa phase d'opération/maintenance. Il permet de réaliser 76 % d'économies d'énergie. Au total, l'opération permettra d'éviter l'équivalent de 166 000 tonnes d'émissions de CO_2 sur la période 2020 à 2040. Luminus Cities s'est aussi diversifiée dans l'installation de bornes de recharge (AC et DC) pour véhicules électriques. En 2024, cette nouvelle activité représente 16 % de l'activité totale de l'entreprise.

Allemagne

EDF est présent en Allemagne depuis plus de 25 ans. Avec environ 3 800 employés et plus de 100 chercheurs, le groupe EDF y développe de nombreuses activités notamment dans les domaines des énergies renouvelables, de l'hydrogène bas carbone, des batteries, de l'ingénierie nucléaire et des services énergétiques.

Entités du Groupe présentes en Allemagne

- Filiale à 100 % d'EDF International SAS et basée à Berlin, la filiale EDF Deutschland GmbH est en charge du développement des activités du Groupe en Allemagne. Elle se concentre sur la promotion et le développement des métiers du Groupe, en particulier sur les nouveaux modèles d'affaires de l'énergie et les solutions innovantes accompagnant la transition énergétique allemande (*Energiewende*). EDF Deutschland représente également le Groupe auprès des leaders d'opinion politiques et économiques allemands.
- Hynamics, filiale du Groupe en charge de proposer une offre d'hydrogène bas carbone performante pour l'industrie et la mobilité, a créé en 2020 sa filiale allemande, Hynamics Deutschland GmbH. Hynamics Deutschland développe plusieurs projets destinés aux usages industriels d'hydrogène renouvelable, et ce en pleine cohérence avec la stratégie de décarbonation du gouvernement allemand.
- EDF Renouvelables détient 164 MW bruts installés d'éolien *onshore* à fin 2024. EDF Renouvelables propose une offre de stockage par batterie et de vente d'électricité photovoltaïque (*onsite* PPA - *Power Purchase Agreement*) pour les sites industriels et commerciaux en Allemagne exclusivement. La société détient et exploite un portefeuille de 2 MW de systèmes de stockage d'électricité répartis sur cinq sites industriels. Elle compte une dizaine de nouveaux sites en construction ou sécurisé d'une capacité totale d'environ 15 MW de stockage d'électricité et de 5 MWc d'électricité solaire.
- Le groupe EDF détient 100 % du capital de la société allemande Energy2market (e2m), basée à Leipzig. Agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales, e2m exploite une *Virtual Power Plant* (VPP) totalisant environ 5 000 unités décentralisées pour une capacité installée d'environ 4 GW et autorise ainsi l'intégration des énergies renouvelables sur le marché allemand. Voir la section 1.4.6.1.3 « Les autres activités de service du groupe EDF ».
- EDF Energiewende & Neue Ressourcen GmbH est une filiale à 100 % du groupe EDF dont le siège social se trouve à Berlin et qui opère dans toute l'Allemagne. Son modèle d'activité est la fourniture, la maintenance et la supervision de produits et services de gestion et d'optimisation de l'énergie pour les entreprises commerciales et industrielles, les services publics et les sociétés de développement des énergies renouvelables. Ces produits et services permettent aux clients d'accéder à des solutions de production bas carbone sur leurs sites, et contribuent également à faciliter la gestion des réseaux électriques de distribution.
- La filiale allemande de Framatome a son siège social à Erlangen (Bavière). Avec près de 3 000 collaborateurs, elle est le deuxième site d'ingénierie le plus important de l'entreprise. Ses principales missions sont la maintenance, la prolongation et les activités de modernisation des centrales nucléaires dans le monde (notamment le contrôle-commande). Le site contribue également aux projets de construction de réacteurs EPR en France et en Grande-Bretagne, après avoir participé à la réalisation de réacteurs EPR en Finlande et en Chine. Framatome est présent dans les nouveaux business en Allemagne (stockage d'électricité et hydrogène). La filiale de Framatome, Advanced Nuclear Fuels GmbH (ANF), produit des assemblages de combustible destinés aux REP (réacteurs à eau pressurisée) et aux REB (réacteurs à eau bouillante) pour le marché européen.
- EDF Trading est la branche de négoce en gros de l'ensemble du groupe EDF. Elle est active en Allemagne sur les marchés de l'électricité, du gaz, du CO_2 et des certificats verts. Elle intervient aussi sur les marchés de l'énergie verte pour les produits à court, moyen et long termes, les PPA et le négoce en gros autour des BESS (système de stockage d'énergie en batterie).
- EIFER (Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV), institut de recherche franco-allemand sur l'énergie, a été fondé par EDF et KIT [2] en 2002. Il vise à renforcer la collaboration par le biais de projets communs appliqués à des questions industrielles. EIFER propose des solutions énergétiques innovantes bas carbone en support du développement durable des villes, des communautés locales et des industries. EIFER est basé à Karlsruhe et compte plus de 100 collaborateurs.

Principales participations

- EDF Deutschland détient une participation de 25 % dans HYPION GmbH, société de développement de projets liés à l'hydrogène dans le nord de l'Allemagne.
- EDF Deutschland détient également une participation de 50 % dans HYPION Motion Neumünster GmbH & Co. KG, une société de conception et d'exploitation de stations-service, notamment à base d'hydrogène, dans le nord de l'Allemagne. HYPION Neumünster GmbH & Co. KG possède une station hydrogène à Neumünster.
- Le Groupe détient 50 % de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau située à Iffezheim sur le Rhin (148 MW, 5 turbines).
- Le groupe EDF détient également un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel (Basse-Saxe). Les installations de surface sont exploitées en joint-venture à 50/50 avec EnBW (voir la section 1.4.6.2.2 « Projets et actifs gaziers »). Via sa filiale EDF Gas Deutschland, EDF détient également une participation de 16 % dans le gazoduc BEP (Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft).

(1) Avec les sociétés ATS, Dauvister et Newelec.
(2) Karlsruhe Institute of Technology.

Danemark

EDF Danmark, filiale à 100 % d'EDF International, poursuit son activité dans l'éclairage public ainsi que dans le développement des offres orientées sur la décarbonation et la digitalisation des infrastructures.

Dans cette démarche, EDF Danmark s'est positionnée sur le marché de la mobilité électrique pour installer et opérer des bornes de recharge de véhicules électriques et dispose à fin 2024 de près de 1 600 points de charge.

1.4.5.3.2 Europe et Asie centrale

Asie centrale

Les ingénieries du Groupe (thermique, hydraulique, réseaux et systèmes) sont actives dans cette région pour des prestations de services.

En Ouzbékistan, fin 2021, EDF en consortium avec Nebras (Qatar) et Sojitz (Japon) a été sélectionnée par les autorités ouzbèques pour le financement, la construction et l'exploitation, pendant 25 ans, d'une centrale à cycle combiné gaz de 1 600 MW sur le site de Syrdarya. Kyuden (Japon) s'est joint au consortium également fin 2021. Le projet bénéficie d'un contrat de façonnage avec l'opérateur public NEGU (National Electric Grid of Uzbekistan) qui fournit le gaz et reçoit en retour l'électricité. Ce contrat bénéficie d'une garantie du gouvernement ouzbèke. La construction a commencé en décembre 2023 et la mise en service est estimée courant 2026.

EDF a créé, fin 2022, sa filiale EDF – ICA (EDF In Central Asia) en Ouzbékistan et développe également d'autres projets pour accompagner la transition énergétique du pays, notamment dans le domaine de l'hydraulique et de la distribution.

Depuis 2023, EDF a rejoint un consortium composé de Stone City Energy (Pays-Bas), Nebras (Qatar) and Siemens (Allemagne) afin de financer, construire et exploiter une centrale à cycle combiné gaz de 1 600 MW sur le site de Surkhandaria, dans le sud de l'Ouzbékistan.

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

EDF International SAS détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, actuellement en processus de liquidation. Elcogas était propriétaire d'une centrale de 320 MW de type GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné).

Le Groupe est également présent au travers de la filiale locale d'Edison Next Spain spécialisée dans les services énergétiques et environnementaux à destination des entreprises et collectivités locales.

EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plateforme de *trading* de Londres.

Framatome Spain est présent sur ce marché et détient des contrats d'ingénierie et de maintenance avec les sociétés propriétaires de réacteurs nucléaires.

EDF a acquis le 31 mai 2024 les activités nucléaires de GE Steam Power auprès de GE Vernova, qui dispose d'une présence en Espagne avec une équipe de 11 personnes. Cette acquisition porte sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (dont la turbine Arabelle et l'alternateur Gigatop), à l'exception des activités de services sur le continent américain.

EDF est également présente au travers d'EDF Peninsula Iberica basée à Madrid. La société est en charge de la promotion et du développement des métiers du Groupe et de nouvelles activités dans le cadre de la transition énergétique en Espagne et au Portugal.

1.4.5.3.4 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- **les énergies renouvelables** avec une capacité installée brute de 6,6 GW, principalement aux États-Unis par le biais d'EDF Renewables North America, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Renewables. Par ailleurs, EDF Renewables Services (filiale détenue à 100 % par EDF Renewables North America) gère, en Amérique du Nord, 14,6 GW via des contrats d'exploitation et de maintenance pour son compte ou pour le compte de tiers ;
- **les solutions de transition énergétique et de décarbonation.** EDF s'est associée à Abraxas Power Corp afin de développer le projet EVREC (Exploits Valley Renewable Energy Corporation), une installation de production et d'exportation d'hydrogène et d'ammoniac verts qui sera alimentée par plus de 3 GW de capacité éolienne. À terme, elle devrait produire jusqu'à 200 000 tonnes d'hydrogène vert et 1 million de tonnes d'ammoniac vert par an. EDF s'est également associée à Climate Adaptive Infrastructure pour acheter Rye Development Acquisition, LLC, l'un des principaux acteurs américains dans le domaine des STEP (stations de transfert d'énergie par pompage). Le portefeuille comprend le développement d'un système de pompage hydraulique de 287 MW à Lewis Ridge, dans le comté de Bell (Kentucky). Il constituera à terme l'un des premiers projets de STEP construit aux États-Unis depuis 30 ans et le premier projet établi sur d'anciennes mines de charbon. Il servira de solution de stockage flexible pour la production d'énergie intermittente, telle que l'énergie solaire et éolienne, et pourra fournir à ce titre 8 heures de stockage. Prenant acte que le transfert d'énergie par pompage constitue une option éprouvée de stockage d'énergie à long terme permettant d'améliorer la fiabilité et la stabilité du réseau électrique, l'Office of Clean Energy Demonstration du département américain de l'Énergie a accordé au projet une subvention d'un montant de 81 millions de dollars au titre du partage des coûts fédéraux ;
- **le *trading*,** par le biais d'EDF Trading North America, sur l'ensemble de la chaîne de valeur des marchés nord-américains du gaz et de l'électricité. Voir également la section 1.4.6.4 « Optimisation et *trading* : EDF Trading » ;
- **les services énergétiques, la gestion locale de l'énergie et l'efficacité énergétique ainsi que l'éclairage public,** sous la conduite de Dalkia et ses filiales Dalkia Energy Solutions, Aegis Energy Services et Dalkia US Chiller Services. Voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia » ;
- **la R&D et l'innovation** dans le cadre d'EDF Innovation Lab. Voir également la section 1.5.1.6 « Les partenariats scientifiques d'EDF R&D et l'international » ;
- **l'énergie nucléaire**, qui fournit une électricité propre, fiable et bas carbone en Amérique du Nord depuis 60 ans. La mission de Framatome est d'assurer la maintenance et la modernisation des centrales nucléaires nord-américaines en exploitation, de leur fournir le combustible nécessaire, de soutenir la potentielle construction de nouvelles centrales et le redémarrage éventuel de tranches nucléaires à l'arrêt mais non démantelées. Framatome détient une part importante de ce marché et est ainsi une partie prenante de la production d'électricité d'origine nucléaire. Voir la section 1.4.1.1.4 « Les activités liées à la production nucléaire : Framatome ». Framatome détient également 50 % d'IsoGen Corp, une coentreprise créée avec Kinectrics Inc, qui se consacre à la production d'isotopes médicaux dans les réacteurs nucléaires exploités par Bruce Power au Canada.

Des activités nouvelles sont portées par des filiales d'EDF Pulse Holding et d'EDF Inc. :

- Exaion propose une offre Cloud de solutions blockchain et calcul haute performance écoresponsable, compétitive et souveraine. Elle dispose d'une filiale au Canada, créée en juillet 2022 ;
- Metroscope développe des solutions d'intelligence artificielle pour l'exploitation et la maintenance des actifs industriels. Elle dispose d'une filiale, Metroscope Inc, aux États-Unis, créée en septembre 2023 afin de fournir et de soutenir la solution de diagnostic de l'entreprise en Amérique du Nord ;
- Nexalis propose une solution logicielle développée par EDF permettant de connecter les actifs énergétiques au Cloud et un système SCADA (système de contrôle et d'acquisition des données) d'entreprise. En utilisant sa licence Gensys, le logiciel développé et détenu par EDF SA, Nexalis commercialisera la solution logicielle sur le marché des tiers. Nexalis entend cibler principalement le marché nord-américain.

1.4.5.3.5 Amérique du Sud

En Amérique du Sud, le groupe EDF est présent sur les marchés brésilien, colombien, péruvien et chilien. Il élargit ses ambitions dans la zone où il prospecte les opportunités de développement.

Brésil

Depuis avril 2014, le Groupe détient 100 % d'EDF Norte Fluminense SA (EDF NF). EDF NF a construit et exploite, depuis fin 2004, la centrale à cycle combiné gaz (CCG) de Norte Fluminense. D'une capacité installée de 827 MW, elle est située dans la région de Macaé dans l'État de Rio de Janeiro. Un contrat d'achat d'énergie (PPA) sur 20 ans portant sur 725 MW a été conclu avec Light, la société de distribution de la ville de Rio de Janeiro. Il a pris fin le 8 décembre 2024. EDF NF fournit l'équivalent de près de 25 % de l'électricité consommée dans l'agglomération de Rio de Janeiro (2,5 millions de clients).

Par ailleurs, en décembre 2014, EDF a acquis, via EDF Norte Fluminense, 51 % du capital de Sinop Energia, société chargée de la construction, de la maintenance et de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Sinop. Située dans le Mato Grosso, à 70 km de la ville de Sinop, elle s'étend sur 342 km^2, le long de la rivière Teles Pires. Elle a été mise en service en 2019 et dispose d'une capacité installée de 401,9 MW fournissant l'équivalent de 50 % de l'électricité de l'État du Mato Grosso (1,6 million de clients). EDF a signé un contrat pour l'exploitation et la maintenance de cette centrale. Depuis octobre 2021, elle est exploitée à distance par ses équipes basées dans les locaux de la centrale de Norte Fluminense, située à 2 500 km.

En 2021, EDF a signé un contrat pour l'assistance à la construction, l'exploitation et la maintenance de la centrale à cycle combiné gaz (CCG) de Marlim Azul pour une durée de 10 ans.

Le 16 décembre 2022, EDF Norte Fluminense a remporté l'enchère pour son premier projet dans le secteur du transport de l'électricité, élargissant ainsi ses activités et renforçant sa contribution à la sécurité énergétique du pays. Le projet comprend la construction de 1,6 km de lignes de transport et d'une sous-station de 345/138 kV.

Dans le domaine des énergies renouvelables, la filiale EDF Renouvelables possède un portefeuille de :

- 400 MWc d'énergie solaire via la centrale de Pirapora, l'une des plus grandes centrales solaires d'Amérique du Sud située dans l'État de Minas Gerais ;
- 824 MW d'énergie éolienne en exploitation au 31 décembre 2024.

En juin 2022, Edison a vendu 50 % des parts de sa filiale Ibiritermo, une centrale de type cycle combiné gaz de 226 MW dans l'État de Minas Gerais.

Chili

Via la filiale EDF Chile, créée en 2014, le Groupe est actionnaire à hauteur de 50 % de la société GM Holdings [1] qui exploite trois actifs de production thermique et une centrale solaire, totalisant 1 130 MW.

CEME 1, la plus grande centrale solaire du Chili d'une capacité de 480 MW a été inaugurée et connectée au réseau en juillet 2024, GM Holdings consolide ainsi sa position et se place comme un des acteurs clé du secteur énergétique au Chili.

GMH développe actuellement 200 MW additionnels de capacité solaire et 460 MW de stockage par batteries à CEME 1, ce qui permettra de renforcer l'efficacité de la centrale et alimenter en énergie renouvelable le système énergétique chilien de façon plus constante et plus fiable.

Par ailleurs, EDF développe des projets d'hydrogène vert au sud du Chili, recherche d'autres opportunités de développement et travaille sur des avant-projets liés à des actifs de stockage d'énergie, notamment des batteries et des solutions de pompage hydraulique.

La présence du groupe EDF au Chili s'effectue également par l'intermédiaire d'EDF Renewables, qui dispose de deux projets en cours d'exploitation :

- la centrale photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) détenue à parité avec AME et dont l'exploitation a commencé en janvier 2018 ;
- le parc éolien Cabo Leones 1, projet conjoint avec Grupo Ibereólica Renovables, raccordé au réseau en juin 2018 et doté d'une capacité de 115 MW, rehaussée à 175 MW en 2022.

EDF Renewables dispose d'un portefeuille de projets de développement à grande échelle dans le domaine de la production d'énergie renouvelable, en particulier dans les secteurs de l'éolien, du solaire et des batteries.

Pérou

Depuis 2018, le Groupe est présent au Pérou via sa filiale EDF Peru SAC. Elle prospecte les opportunités de développement et travaille sur des avant-projets liés à des actifs de production d'électricité à partir du photovoltaïque, de l'hydraulique et du gaz.

Un premier jalon a été atteint en 2021 avec l'attribution de plusieurs contrats d'achat d'énergie visant à fournir, par l'intermédiaire de la société commune Amazonas Energía Solar avec le partenaire Novum Solar, de l'électricité issue de centrales hybrides (solaire-diesel) à certaines villes non raccordées de la région de Loreto (Amazonie péruvienne). Ces villes sont actuellement alimentées en électricité grâce à des groupes diesel dont le coût de production est élevé et qui génèrent de très fortes émissions de CO_2.

Fin 2024, cinq usines sont en activité : Purus, Atalaya, San Lorenzo, Requena et Tamshiyacu. Les cinq projets restants avancent avec un démarrage de la phase de construction prévu en 2025 et 2026.

En 2024, EDF Peru SAC s'est associée à son partenaire AC Capitales pour acquérir la centrale hydraulique de Huanchor, d'une capacité de 20 MW, permettant à EDF d'accéder au marché de gros de l'électricité.

Dans le domaine des grandes centrales hydroélectriques, EDF Peru SAC a entamé la phase de présélection des entreprises de construction dans le cadre de son projet Araza, une nouvelle centrale au fil de l'eau de 195 MW, pour laquelle un appel d'offres EPC *(Engineering, Procurement and Construction)* doit être lancé en 2025. EDF Peru SAC développe également le projet Chontayacu Alto y Bajo, une nouvelle centrale au fil de l'eau d'une capacité de 259 MW.

Par ailleurs, EDF RE est également présente au Pérou via Naupac Generación Renovable Peru SAC, son entité d'investissement local dans le pays :

- en 2021, Naupac a remporté une enchère pour remplacer jusqu'à 200 GWh/an de production à base de combustibles lourds par des énergies renouvelables dans la ville d'Iquitos (la plus grande ville isolée du monde). Elle construira et exploitera une centrale hybride dont la mise en service est prévue d'ici à 2028 ;
- elle développe également le projet Pescadores, un parc éolien situé dans la région d'Arequipa dont la mise en service est prévue en 2028. Le projet fait actuellement l'objet d'un processus d'approbation des permis.

Colombie

Depuis 2020, le Groupe est présent en Colombie via EDF Renewables Colombia SAS et EDF Colombia SAS. Ces sociétés travaillent sur le développement d'actifs de production d'électricité, notamment d'énergie renouvelable non conventionnelle (solaire et biomasse) et d'installations de production d'hydrogène vert.

En 2022, un accord a été signé entre Colombia Reforestadora de la Costa SAS (« Refocosta »), une filiale à 100 % de Valorem SAS, et EDF Colombia SAS visant à lancer la construction d'une centrale biomasse de 28 MW détenue via leur filiale commune Refoenergy Villanueva SAS. Les activités de construction ont démarré en mars 2023 et ont atteint un niveau d'avancement d'environ 83 % à fin octobre 2024, conformément à une date de mise en service prévue d'ici à juin 2025.

(1) Aux côtés de BiobioGenera (50 %) dont l'actionnaire de contrôle est AME (Andes Mining & Energy).

En fin d'année 2024, un accord de vente d'électricité sur 15 ans a été signé avec Nitro Energy permettant la réalisation de deux projets solaires de 1 MW chacun. Ces projets seront construits en partenariat avec Ongresso Energy, la filiale en Colombie de la société suisse Ongresso AG, active dans les énergies renouvelables et les plans de compensation carbone, et seront mis en service fin 2025.

D'autres centrales biomasse sont par ailleurs en cours de développement.

Enfin, EDF Colombia a commencé à être active dans le développement d'un projet de production d'hydrogène vert à moyenne échelle avec Ecopetrol SA, lancée en 2022. Elle a obtenu un contrat de conseil auprès de CENIT, une société du groupe Ecopetrol, relatif au mélange de l'hydrogène vert avec le gaz naturel dans leurs gazoducs.

1.4.5.3.6 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF sur la zone Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement. La présence dans les secteurs de la production électrique, des réseaux et des services constitue un enjeu industriel pour le Groupe. Dans le nucléaire, en complément de l'EPR de Taishan, le Groupe porte également de nouveaux projets.

1.4.5.3.6.1 Activités en Chine

Présent depuis 40 ans en Chine, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité et les services énergétiques. Il dispose d'environ 3,66 GW de capacités installées nettes [1] notamment à travers des participations dans la centrale EPR de Taishan, des fermes éoliennes en mer de Dongtai IV et V, des centrales thermiques au charbon et de l'exploitation de réseaux de chaud et de froid.

La part de l'électricité sans CO_2 dans les actifs détenus par EDF en Chine est de 51,6 % en 2024, supérieure à la moyenne nationale chinoise (53,9 %).

Le Groupe développe des partenariats avec de grands électriciens chinois. Ceux-ci ouvrent de nouvelles perspectives de coopération dans le nucléaire, les énergies renouvelables, l'hydrogène et plus généralement l'innovation.

Concernant les risques auxquels le Groupe est exposé, voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risques 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR » et 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles ».

Accords de partenariat

EDF développe des coopérations avec les acteurs clés du nucléaire chinois et en fait bénéficier les métiers du Groupe. L'accord de partenariat global entre EDF et CGN a été signé en 2007. Il a été complété en 2014 par des accords de mise en œuvre concernant les domaines de l'exploitation & maintenance, l'ingénierie, les fournisseurs et la R&D. Cet accord a été renouvelé en avril 2023 à l'occasion de la visite du président de la République française Emmanuel Macron en Chine.

Le partenariat avec CGN a permis d'aboutir à la signature, par EDF et CGN, des contrats définitifs pour la centrale d'Hinkley Point C au Royaume-Uni le 29 septembre 2016. Un accord portant sur le développement de la technologie UK Hualong a également été signé à cette occasion.

Le Groupe a conclu en 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC). Il a été étendu en mars 2014, puis renouvelé en 2019. Cet accord-cadre vise à développer une coopération approfondie et globale. Un sous-accord spécifique a été signé en septembre 2022 visant la réalisation d'une étude prospective conjointe sur les apports du développement de l'énergie nucléaire en France et en Chine pour atteindre les objectifs de décarbonation : le « Blue Book », publié en 2024. L'accord-cadre de partenariat entre EDF et CNNC a été renouvelé en mai 2024 pour une durée de 5 ans. Il est complété de plusieurs accords spécifiques, dont un accord de collaboration en matière de méthodes de construction de nouvelles centrales.

Afin de développer et d'approfondir ces partenariats, EDF a mis en place une structure dont les objectifs sont de contribuer à l'amélioration de la performance industrielle du Groupe, tout en entraînant l'industrie française et en se plaçant en appui aux projets du Groupe en partenariat avec la filière nucléaire chinoise. Les experts de cette structure sont une source d'échanges techniques au profit des métiers industriels et des projets du Groupe ; ils s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire du Groupe.

En complément, un accord entre l'AFCEN [2] (présidée par EDF) et la NEA (National Energy Administration) a ainsi été signé en novembre 2017. Son objectif est de promouvoir la reconnaissance mutuelle des systèmes de codes et standards nucléaires. Il vise également à constituer un socle de coopération entre les filières française et chinoise pour exploiter ensemble le marché nucléaire international.

EDF préside également l'association Partenariat France Chine Électricité (PFCE). L'association, créée en 1997, a entériné, en 2024, son rapprochement avec le GIFEN afin d'en devenir le représentant en Chine. Elle a vocation à faire vivre la relation historique entre les filières française et chinoise et dynamiser les échanges, au bénéfice de la relance des projets nucléaires français.

En 2022, le Groupe a signé un accord-cadre de coopération avec State Power Investment Corporation (SPIC) portant sur le développement de projets communs dans le domaine de l'énergie bas carbone. En avril 2023, en application de l'accord-cadre, un accord de coopération portant sur des projets bas carbone, concrets et innovants, a été signé par les Présidents des deux Groupes. En mai 2024, lors de la visite d'État, un accord de coopération portant sur l'hydrogène vert et projets communs dans le pays tiers a été signé.

Production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et EPR de Taishan

EDF a conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (deux réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun). Il a assisté le groupe chinois China General Nuclear Power Co. (CGN) pour la construction de la centrale de Ling Ao phase I (deux réacteurs de 1 000 MW chacun mis en service en 2002 et 2003) puis phase II (deux réacteurs supplémentaires de 1 000 MW mis en service en 2010 et 2011).

EDF apporte également une assistance au groupe CGN pour l'exploitation de l'ensemble de son parc nucléaire. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leur mise en service constituent l'une des principales références du Groupe en Chine et témoignent de la coopération entre les deux pays.

EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Ltd. Cette société a pour objet de financer, construire et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR (1 750 MW chacun) à Taishan dans la province du Guangdong. TNPJVC est l'exploitant de cette centrale. Par cette opération, le Groupe représente le premier investisseur étranger dans la production nucléaire chinoise. La mise en service commerciale de la tranche 1 a eu lieu le 13 décembre 2018, celle de la tranche 2 le 7 septembre 2019.

Conclusion de l'aléa technique rencontré sur le réacteur n° 1 de Taishan

Le suivi du réacteur n°1 de Taishan avait progressivement fait apparaître une évolution atypique des paramètres radiochimiques conduisant à soupçonner que des crayons constituant les assemblages de combustible étaient devenus inétanches [3]. TNPJVC, responsable de l'exploitation, a procédé, en août 2021, à l'arrêt du réacteur.

Les analyses menées après l'inspection des assemblages combustibles et de la cuve du réacteur ont montré que l'origine de l'inétanchéité était liée à une dégradation de la gaine des crayons causée par un phénomène d'usure mécanique [4]. Ces mêmes inspections ont également mis en évidence un phénomène d'usure localisé, lié cette fois à des sollicitations hydrauliques, entre les assemblages et un composant enveloppant le cœur.

(1) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.
(2) Association française pour les règles de conception, de construction et de surveillance en exploitation des chaudières électronucléaires.
(3) Voir les communiqués de presse d'EDF du 14 juin 2021 « Information relative au réacteur numéro 1 de Taishan » et du 22 juillet 2021 « Communication d'EDF concernant le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Taishan ».
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 12 janvier 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».

Au terme d'une instruction approfondie, l'autorité de sûreté chinoise a donné son accord au redémarrage du réacteur, qui a été couplé au réseau le 15 août 2022 et exploité, de manière stabilisée et en toute sûreté, jusqu'à un nouvel arrêt programmé pour rechargement de combustible et maintenance, le 30 janvier 2023. Au cours de cet arrêt, conformément à un programme d'examen préalablement établi par l'exploitant TNPJVC, des inspections approfondies du combustible et du réacteur ont de nouveau été réalisées. La tranche a été reconnectée au réseau le 27 novembre 2023.

Les analyses et instructions ont permis de tirer des enseignements clairs et de définir des dispositions techniques qui permettent d'éviter l'exposition à un tel phénomène lors de l'exploitation future des autres réacteurs EPR. Concernant l'impact de ce retour d'expérience sur le démarrage de l'EPR de Flamanville, voir la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France » - « EPR de Flamanville 3 », paragraphe « Retour d'expérience Taishan ». Voir également la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR », paragraphe « Risques relatifs aux EPR Taishan (Chine) ».

Production des EPR de Taishan

En 2024, la production des deux réacteurs EPR de Taishan s'est élevée à 22,7 TWh, soit une hausse de 52,28 % par rapport à 2023. Le réacteur n° 1 effectue depuis le 27 novembre 2023 son 3e cycle de fonctionnement. Le réacteur n° 2 effectue depuis le 5 juillet 2024 son 4e cycle de fonctionnement, après un arrêt programmé pour rechargement de combustible et maintenance, du 30 avril au 5 juillet 2024. Les deux tranches fonctionnent de manière stabilisée et en toute sûreté.

Conditions tarifaires applicables aux centrales nucléaires

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) avait fixé un tarif temporaire à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021. Il a été prolongé le 22 décembre 2021 dans l'attente de la publication du nouveau mécanisme tarifaire appliqué aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. Fin 2024, il n'y a pas eu d'autres publications par les autorités (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A, « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR », paragraphe « Risques relatifs aux EPR Taishan (Chine) ».

Framatome

Framatome est présent en Chine depuis plus de 35 ans. Il est notamment le concepteur des unités 1 et 2 des centrales de Taishan. Il fournit certains équipements et briques technologiques pour le projet Hualong (RCP, I&C, combustible…). Framatome opère en Chine par le biais de joint-ventures avec Dongfang Electric Corporation (FDJV) et China National Nuclear Corporation (CAST). Il intervient également par le biais de sa filiale Framatome Nuclear Services (FNS) détenue à 100 %.

Arabelle solutions

Arabelle Solutions est présente en Chine depuis plus de 27 ans. La société fournit des services de construction (ingénierie et équipement) et de maintenance (maintenance et extension de durée de vie) pour les ensembles turbine-générateur dans les îlots conventionnels des centrales nucléaires. Ces technologies d'îlots de turbines nucléaires de classe mondiale et ces services et solutions essentiels tout au long du cycle de vie sont utilisés dans plus de 30 unités en Chine avec des types de réacteurs multiples (M310, CPR1000, EPR, AP1000…). Arabelle Solutions opère en Chine par le biais d'une coentreprise « Arabelle (Wuhan) Engineering Technology Co., Ltd » avec le Central Southern China Electric Power Design Institute (CSEPDI, actionnaire minoritaire à 20 %). Arabelle Solutions coopère avec Dongfang Electric Corporation (DEC) sur le marché chinois depuis environ 20 ans dans le cadre d'un accord de transfert de technologie.

Énergies renouvelables

À travers la filiale chinoise d'EDF Renouvelables, le groupe EDF détient une participation dans plusieurs centrales éoliennes terrestres, éoliennes en mer et solaire pour une puissance installée totale au 31 décembre 2024 d'un peu plus de 1 316 MW bruts (792 MW nets) en exploitation. Il dispose également d'un portefeuille de projets en développement de plusieurs centaines de mégawatts.

En 2018, EDF Renouvelables a diversifié ses activités dans le solaire distribué avec la création d'une filiale qui vise à développer des solutions solaire-toiture pour des clients industriels.

En 2019 et 2021, EDF et son partenaire Guohua (filiale de China Energy Investment) ont respectivement mis en service les fermes éoliennes maritimes de Dongtai IV (302 MW) et Dongtai V (200 MW), au large de la province du Jiangsu.

Fin 2023, EDFR a mis en service la ferme éolienne de Rongshui 3-4 (96 MW) dans le Guangxi. En 2024, EDFR a mis en service la ferme solaire de Jinchang (130 MW) dans le Gansu, et poursuit par ailleurs la construction de la ferme éolienne de Qinnan (155 MW) dans le Guangxi, avec une mise en service prévue en 2025.

Services énergétiques

Dans la ville de Sanmenxia (province du Henan), EDF opère au travers d'une joint-venture (détenue à hauteur de 65 %) un contrat de concession pour la construction et l'exploitation d'un réseau de chaleur urbain à partir de la récupération de chaleur fatale issue de centrales thermiques de son partenaire Datang.

Dans la ville de Lingbao (province du Henan), EDF au travers d'une joint-venture (détenue à hauteur de 65 %) exploite un réseau de chaleur alimenté par une centrale de cogénération biomasse de 35 MW. Un accord a été signé en fin d'année sur l'évolution du partenariat entre EDF et la ville de Lingbao.

Dans la ville de Sanya (province de Hainan), EDF détient 30 % d'une joint-venture avec un partenaire local pour la construction et l'exploitation d'un réseau de froid. Il alimente en climatisation des hôtels, des hôpitaux et des centres commerciaux de la zone depuis 2021.

EDF exploite depuis 2021 au travers d'un contrat de 25 ans avec Jinan Energy Group le réseau de climatisation urbaine dans le quartier d'affaires de Jinan (province du Shandong).

EDF était présent sur le marché de l'éclairage public depuis 2009 avec la ville de Kunming (capitale de la province du Yunnan, 8,6 millions d'habitants) pour la gestion de 180 000 points lumineux. À l'issue des 15 ans de concession, EDF a transféré l'activité à un nouveau concessionnaire au 31 décembre 2024.

Production d'électricité thermique charbon

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Le groupe EDF a détenu 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales thermiques dans la province du Shandong. Les autres actionnaires étaient China Energy Investment Group et l'électricien hongkongais CLP. Mises en service entre 1987 et 2004, les centrales représentaient une puissance totale de 3 060 MW. À partir du 31 décembre 2021, la société SZPC a commencé à transférer progressivement ses unités de production au groupe China Energy Investment (CEI). Un accord mettant fin à la coopération de la JV a été signé en septembre 2024 et il précisait que les actions de SZPC seraient transférées à China Energy Investment le 30 septembre 2024. Les démarches administratives ayant pour objectif de finaliser le transfert des actions à CEI sont en cours.

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 de technologie dite « charbon supercritique » dans la province du Henan. Elle a été mise en service en 2007 pour une capacité installée de 2 × 600 MW. Après plusieurs années d'exploitation, des rétrofits ont été réalisés afin d'augmenter la capacité à 2 × 630 MW.

Fuzhou Power Generation Company (FZPC)

Le groupe EDF détient 49 % de FZPC, joint-venture créée en 2014 avec une filiale du groupe Datang pour la construction et l'exploitation d'une centrale dite « ultra-supercritique » (2 × 1 000 MW) dans la province du Jiangxi. Cette technologie permet d'atteindre des niveaux élevés de température et de pression dans la chaudière assurant un meilleur rendement que dans une centrale classique (près de 44 % pour Fuzhou).

Elle diminue la consommation de combustible et la production de CO_2 par kilowattheure produit. Le premier groupe a été mis en service en décembre 2015, le deuxième en avril 2016.

Recherche & Développement (R&D)

Les activités du centre de R&D en Chine portent sur la production et le stockage de l'électricité bas carbone, les énergies renouvelables, l'hydrogène, les réseaux électriques innovants, les systèmes locaux multi-énergies, l'ingénierie énergétique, la mobilité électrique et l'*open innovation*. Tirant parti de l'écosystème chinois très dynamique et innovant, le centre R&D d'EDF en Chine travaille sur les applications des technologies digitales et de l'intelligence artificielle aux métiers de l'énergie. Le R&D Centre Chine a noué un réseau de collaborations avec des partenaires académiques, universitaires et industriels chinois de premier plan.

1.4.5.3.6.2 Asie-Pacifique hors Chine

L'activité du groupe EDF en Asie-Pacifique est centrée sur le développement du secteur électrique. Le Groupe est présent notamment dans des projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production thermique gaz et hydraulique, dans les pays offrant des opportunités pour les *Independent Power Plants* (IPP). Il intervient également dans le domaine des énergies renouvelables, du nucléaire, du stockage, des villes intelligentes, des réseaux, de la mobilité électrique, de l'hydrogène et de l'innovation.

Basée à Tokyo, la Division Internationale Asie Pacifique d'EDF (« EDF Asie Pacifique ») s'appuie sur deux filiales en opération au Laos (un actif hydroélectrique de 1 070 MW, détenu et exploité conjointement avec des partenaires laotiens et thaïlandais) et au Vietnam (une centrale à cycle combiné de 715 MW, détenue conjointement avec des partenaires japonais), ainsi que sur des structures locales de développement en Inde, en Australie, à Singapour, au Vietnam et au Japon.

Vietnam

À fin 2024, EDF détient 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO). La société est propriétaire de Phu My 2.2, une centrale à cycle combiné gaz (CCG) d'une capacité de 715 MW [1]. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat BOT (*Build, Operate, Transfer*) porte sur une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison « clés en main » de la centrale et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation. Le transfert du contrat BOT sera effectué en février 2025 au profit d'Électricité du Vietnam (EVN).

EDF a par ailleurs été désigné leader du consortium [2] chargé d'étudier le projet de la centrale de type CCG Son My 1 (2 250 MW), à haut rendement et aux performances environnementales optimisées. Une fois la centrale construite, la période d'exploitation s'étendra sur 20 ans. Le site envisagé est situé dans la province de Binh Thuan, au nord-est de Ho Chi Minh Ville. Un *Memorandum of Understanding* a été signé avec le ministère de l'Industrie et du commerce vietnamien (MOIT - *Ministry of Industry and Trade*) en novembre 2018, puis amendé en décembre 2020. Il fixe le cadre général du développement du projet. En 2021, le projet a reçu la *In-principle investment decision* du MOIT. Le calendrier 2025/2026 consistera à obtenir l'approbation finale de l'étude de faisabilité par le MOIT et à avancer dans la négociation d'un contrat de concession, d'un PPA (*Power Purchase Agreement*) et des autres documents contractuels nécessaires à la décision d'investissement. La mise en service de la première unité est estimée fin 2029.

Laos

Au 31 décembre 2024, EDF Invest détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC). NTPC est propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2 d'une puissance installée de 1 070 MW. Construit par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main », il a été mis en service en 2010 [3]. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos.

Un *Memorandum of Understanding* a été signé avec le gouvernement laotien en octobre 2024 pour étudier un projet de stockage par pompage (500-1 000 MW) à proximité du réservoir existant de Nam Theun 2.

Inde

Dans le domaine de l'énergie nucléaire, concernant l'accord de coopération relatif au projet de construction de six réacteurs EPR à Jaitapur, voir la section 1.4.1.1.3.3 « Développements à l'international ».

EDF continue de développer son activité dans les compteurs intelligents en participant à des appels d'offres lancés en Inde. À fin décembre 2024, plus de 1,7 million compteurs intelligents ont été installés avec succès. De plus, EDF a sécurisé un portefeuille de 3,3 millions de compteurs intelligents grâce aux appels d'offres remportés en 2024.

Les autres domaines d'intervention d'EDF en Inde sont le développement de projets d'hydroélectricité, et plus particulièrement les projets de stockage d'électricité par pompage qui seront la pierre angulaire de la transition énergétique à faible émission de CO_2 en Inde.

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans le photovoltaïque et l'éolien et exploite au 31 décembre 2024 571 MW bruts (459 MW nets) d'éolien et 663 MWc bruts (331,5 MWc nets) de solaire. En 2023, EDF Renouvelables a notamment mis en service les 112 turbines du projet Kabini (SECI V) dans l'État du Gujarat totalisant 302 MW. Pour le solaire, EDF Renouvelables développe son activité au travers d'EDEN Renewables India, la filiale commune co-détenue avec TotalEnergies. EDEN poursuit le développement de projets solaires, essentiellement dans l'État du Rajasthan. Au 31 décembre 2024, 390 MW bruts solaires et 130 MW bruts éoliens sont en construction.

Japon

EDF a ouvert une filiale japonaise, EDF Japan KK, en juillet 2022. Elle est présente dans des activités de développement commercial au Japon (importation et applications d'hydrogène en aval, batteries). Les projets liés à l'hydrogène bas carbone seront mis à profit pour soutenir des projets analogues en Asie et dans le monde.

EDF Japan souhaite développer son activité dans le stockage par batteries en participant notamment à des appels d'offres lancés au Japon. D'autres initiatives, telles que la production d'électricité via la combustion de biomasse, la transmission ou le développement de systèmes de stockage d'électricité par pompage et de centrales hydroélectriques, sont également étudiées.

Australie

EDF a ouvert une filiale en Australie en mars 2023, EDF Australia Pacific Pty Ltd. Le développement porte principalement sur les systèmes de stockage d'électricité par pompage, les réseaux de transport et d'autres projets innovants pour soutenir la transition énergétique du pays.

EDF a notamment acquis un projet de stockage d'électricité par pompage de 300 MW en Nouvelle-Galles du Sud. D'autres opportunités sont à l'étude en Nouvelle-Galles du Sud et dans le Queensland. EDF a également conclu un accord en 2023 avec l'entreprise australienne Vast pour cofinancer et codévelopper des projets de production d'hydrogène vert et de carburants neutres en CO_2.

En Australie, EDF Renouvelables dispose d'un *pipeline* d'environ 4 GW de projets éoliens *onshore*, *offshore* et solaires en cours de développement.

Le *pipeline* inclut notamment le projet éolien de Banana Range dont la première phase, de 230 MW, est à un stade avancé de développement ayant les permis et autorisations. Le début de la construction est prévu pour le premier trimestre 2025.

Le parc NSW Newcastle Offshore Wind (NOW), de 1 400 MW, a déposé une demande de licence attendue au troisième trimestre 2025, pour un début de construction prévue en 2029-2030.

(1) Les autres actionnaires sont TEPCO (JERA) et SGM2 (Sumitomo).
(2) À hauteur de 37,5 % aux côtés du partenaire vietnamien Pacific Corporation (25 %) et de deux partenaires japonais, Sojitz Corporation (18,75 %) et Kyushu Electric Power Co (18,75 %).
(3) Les autres actionnaires sont la société thaïlandaise EGCO (Electricity Generating Public Company Limited) (35 %) et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) (25 %).

Singapour

La filiale à Singapour « EDF HQ Singapore Pte. Ltd. », créée en 2018, s'inscrit dans l'écosystème de développement et d'innovation des réseaux intelligents, de la mobilité électrique, de l'hydrogène et des interconnexions.

En outre, EDF HQ Singapore Pte. Ltd apporte son soutien au développement des projets des autres filiales en Asie (développement commercial, finances et ressources humaines).

Par ailleurs, EDF a ouvert son 6e centre international de R&D en 2014, EDF Lab Singapore Pte. Ltd (le « Lab Asie-Pacifique »). Il vise à soutenir le développement des projets des filiales internationales dans la zone, anticiper les sujets d'avenir pour le Groupe et contribuer à la reconnaissance de la R&D du Groupe à l'international. Le Lab Asie-Pacifique se concentre actuellement sur trois thèmes principaux :

- les réseaux intelligents (y compris MASERA, la plateforme multiénergie d'EDF R&D en Asie du Sud-Est) ;
- la mobilité électrique et l'hydrogène ;
- les marchés de l'énergie.

Dans le cadre des liens étroits avec le monde universitaire, le Lab est impliqué dans un projet de recherche sur l'énergie numérique, partiellement financé par les autorités singapouriennes : « Descartes ». Il s'agit d'un projet de recherche de cinq ans piloté par le CNRS en lien avec 25 partenaires universitaires et cinq pilotes industriels, dont le Lab, en charge du lot « *Digital Energy* ». Ce projet vise à développer une plateforme d'intelligence artificielle hybride pour améliorer la prise de décision pour des systèmes urbains essentiels (énergie, qualité de l'air, transport, etc.).

1.4.5.3.7 Afrique

Le Groupe se développe sur le continent africain en accompagnant les pays à forte demande énergétique. Il intervient de manière sélective et adaptée à chaque zone géographique, tout en bâtissant des partenariats durables et multi-métiers.

EDF poursuit également son action dans la fourniture d'énergie compétitive hors réseaux (*off grid*). Le groupe EDF a plus de vingt ans d'expérience dans ce domaine en Afrique. Depuis 2017, il s'associe avec des start-up innovantes pour fournir de l'énergie et des services adaptés aux revenus et aux besoins d'une clientèle rurale et périurbaine. Ces solutions vont de la vente de kits solaires individuels au *mini-grid* en passant par les pompes solaires pour les agriculteurs. Grâce à ces solutions, plus de 2,5 millions de personnes en Afrique sub-saharienne peuvent aujourd'hui s'éclairer et accéder à différents services nécessitant de l'électricité.

Afrique du Sud

- Le groupe EDF est présent en Afrique du Sud depuis 1978 avec la construction de la centrale nucléaire de Koeberg. Il assiste l'électricien national Eskom dans l'exploitation et la maintenance de cette centrale. Framatome est également un fournisseur important d'Eskom (maintenance générale et fuel), de même qu'Arabelle Solutions (maintenance des groupes turbo-alternateurs).
- Le groupe EDF a implanté la filiale EDF Development South Africa en 2007 à Johannesburg dans l'optique de préparer la relance du programme nucléaire sud-africain. Cette filiale est également en charge du développement de l'activité d'EDF dans la zone d'Afrique australe. Elle intervient notamment dans le domaine des projets de production ainsi que dans la vente de services, en lien avec les ingénieries thermique, hydraulique, le transport et la distribution. En décembre 2018, la société a acquis 30 % de la société d'ingénierie sud-africaine GIBB Power. L'objectif est d'appuyer le développement de l'activité d'ingénierie en Afrique australe.
- Les activités renouvelables du groupe EDF ont démarré en 2011 avec l'acquisition d'Innowind détenue à 84 %. L'objectif est de participer aux appels d'offres renouvelables organisés par le gouvernement. Trois projets éoliens (Chaba, Grassridge, Waainek) ont été gagnés en 2012 et un en 2015 (Riverbank) pour un total de 142 MW. Les quatre projets sont en service.

  En 2021, EDF Renewables South Africa a remporté plusieurs succès significatifs dans le cadre d'appels d'offres gouvernementaux.

  Au premier trimestre 2022, EDF a pris sa décision finale d'investissement dans un projet hybride éolien, solaire et batterie de 75 MW (Umoyilanga) dont la clôture financière et la mise en construction sont intervenues fin novembre 2023.

  EDF Renouvelables a annoncé en 2022 la création d'une joint-venture (Envusa Energy) avec Anglo American pour développer jusqu'à 5 GW de projets renouvelables. Envusa vise à devenir à la fois un producteur d'énergies renouvelables et un agrégateur qui va revendre directement de l'électricité sur le marché à travers des accords signés avec des acheteurs corporate (dont les mines Anglo).

  En février 2023, EDF Renewables South Africa a atteint la clôture financière pour deux projets éoliens pour un total de 280 MW (Hartebeesthoek et Umsobomvu) et d'un projet photovoltaïque de 240 MWac (Mooi Plaats) dans le cadre de l'appel d'offres lancé par Envusa. La mise en service est attendue mi-2025.

  Au 31 décembre 2024, EDF Renouvelables possède en exploitation 145 MW bruts en éolien terrestre et 770 MW bruts en construction ; 355 MW en construction en solaire ; 75 MW de batteries en construction.
- En août 2022, le Groupe a pris une participation à hauteur de 50 % dans DPA Southern Africa pour développer les projets solaires destinés à des clients tertiaires et industriels (C&I) en Afrique du Sud (portefeuille de projets de plus de 80 MW).
- EDF a remporté, en partenariat avec le développeur sud-africain Mulilo, trois projets de stockage d'énergie par batteries (Oasis) totalisant 257 MW/1 024 MWh dans le cadre du premier cycle du programme sud-africain Battery Energy Storage Independent Power Producer Procurement Programme. Les installations de stockage seront utilisées pour renforcer la stabilité du réseau. La clôture financière de ces 3 projets a abouti mi-novembre 2024 [1]. Par ailleurs, EDF a été sélectionnée en décembre pour un projet de 77 MW dans le cadre du deuxième cycle de ce même programme.
- En ce qui concerne l'*off grid*, la société KES (Kukhanya Energy Services (Pty) Limited), créée en 2002, et détenue à hauteur de 65 % par EDF International, vend et opère des kits photovoltaïques à une clientèle résidentielle aux revenus modestes.

Mozambique

- Le Groupe est actif au Mozambique depuis la fin des années 1980 dans la prestation de services d'ingénierie. Il a noué des partenariats privilégiés avec EDM (Electricidade de Moçambique), officialisés à travers la signature d'un protocole d'accord (MoU) en 2017, renouvelé en novembre 2021 pour trois ans.
- En juillet 2022, EDF International Networks a été sélectionné pour la réalisation d'un contrat de réduction des pertes non techniques sur le réseau de distribution d'EDM (financement de l'Agence française de développement – AFD). Le projet a commencé officiellement en juin 2023. L'échéance du contrat est fin 2025. Le bilan à mi-parcours est positif.
- Le consortium composé d'EDF, de TotalEnergies et de Sumitomo a été sélectionné adjudicataire préféré en mai 2023 dans le cadre de l'appel d'offres du projet hydroélectrique Mphanda Nkuwa (1 500 MW). Le consortium a signé, en décembre 2023, avec les parties prenantes locales l'Accord de développement conjoint et le contrat-cadre prévoyant les principes de l'Accord de concession qui sera signé avec l'État en 2025. La société projet est en cours de création, et les premiers recrutements ont eu lieu (notamment sur les fonctions Environnementales & Sociales). EDF apporte également un appui technique à EDM sur le développement de la ligne de transport entre l'ouvrage et Maputo (1 300 km) dont le choix du tracé et de la technologie (Haute tension en courant continu/Haute tension en courant alternatif).

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 20 novembre 2024 « Clôture financière aboutie pour les trois projets de stockage d'énergie par batterie d'OASIS 1 ».

- EDF CIST (EDF Centre ingénierie système transport) a remporté un contrat d'assistance technique à EDM pour superviser l'assistance à maîtrise d'ouvrage sur le développement du nouveau dispatching national qui devrait commencer au premier trimestre 2025. C'est le deuxième contrat d'EDF CIST dans le pays, après le contrat d'AMOA (Assistance à maîtrise d'ouvrage) avec Globelec pour la construction de la centrale thermique de Temane, au centre du pays (en cours depuis 2022 et jusqu'à 2025).

Maroc

- Le groupe EDF est actif au Maroc depuis les années 1970. Afin d'accompagner son développement dans la zone, il a créé EDF Maroc en 1997 et EDF Renouvelables Maroc en 2012.
- Le Groupe a noué des partenariats privilégiés avec l'ONEE (Office national marocain de l'électricité et de l'eau potable), la MASEN (Agence marocaine pour l'énergie durable), plusieurs régies de distribution d'électricité ainsi que des industriels. Les domaines d'intervention vont de la production hydraulique, thermique et renouvelable aux réseaux et moyens de flexibilité et de stockage en passant par la formation et la coopération multiaxes.
- Le Groupe participe à la décarbonation du mix énergétique marocain, notamment dans le déploiement de la stratégie nationale de développement des énergies renouvelables qui vise à atteindre une capacité installée de 52 % de source renouvelable en 2030 la portant ainsi à 10 GW, que cela soit auprès des donneurs d'ordres institutionnels publics ou partenaires privés, particulièrement les industriels.
- Projets concrétisés auprès de donneurs d'ordres publics :
  - Après avoir été retenu par l'ONEE dans le cadre d'un appel d'offres pour le développement, le financement, la construction et l'exploitation-maintenance du parc éolien de Taza (150 MW), le consortium mené par EDF Renouvelables [1] a mis en service la phase 1 de ce projet (87 MW) en juillet 2022. Le consortium a entamé les discussions autour de la phase 2 avec la MASEN et l'ONEE avec un objectif de mise en service de cette deuxième tranche en 2028.
  - À l'issue d'un processus d'appel d'offres porté par la MASEN, EDF Renouvelables a été retenue en 2018, en consortium [2], pour la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire de Noor Midelt. Ce projet, d'une capacité de 800 MW, est une centrale hybride associant l'énergie solaire concentrée et le solaire photovoltaïque, dans sa conception initiale. Le contrat d'achat d'électricité a été signé entre le consortium et la MASEN en 2020. Les discussions se poursuivent avec MASEN à l'initiative de cette dernière, pour changer la conception technique vers une centrale PV de capacité installée dépassant les 600 MWc et du stockage BESS de plus de 1 000 MWh ; ce qui en ferait le plus grand projet BESS d'EDF dans le monde.
  - EDF Renouvelables Maroc, en partenariat avec la MASEN, a mis en construction le nouveau parc éolien de Koudia Al Baïda (100 MW) en juillet 2022. Il s'agit du *repowering* de la ferme éolienne existant au nord du pays (50 MW), premier en son genre en Afrique. La mise en service de ce parc a été réalisée courant 2024.
- Projets concrétisés auprès de donneurs d'ordres privés :
  - EDF Maroc développe par ses propres équipes des solutions d'autoproduction d'électricité à base de solaire photovoltaïque sur le marché Commerces et Industrie (C&I) marocain depuis 2022 en « Design Build and Operate » ou en contrats long terme dit « Power Lease Agreements ». Trois projets ont été mis en exploitation, totalisant une capacité de 5 MWc environ. EDF poursuit son développement sur ce segment et a été sélectionnée sur d'autres projets, ce qui lui permettrait de mettre en service une capacité additionnelle de 2 MW en début 2025.
- Projets structurants en phase développement :
  - EDF se positionne sur trois projets portés par MASEN :
    - Nassim Nord 400 MW : préqualification pour deux projets éoliens : 150 MW Koudia Extension et 250 MW Dar Echaoui,
    - Noor Midelt 2 et 3 : projet PV + BESS avec une limite d'injection totale de 230 MWac et une composante stockage batteries de 460 MWh (soit 2 heures de stockage).
  - À la suite de la publication de l'« Offre Maroc » sur l'hydrogène vert, EDF a déposé un dossier de candidature pour la réservation d'une assiette foncière de 30 000 ha sur la première phase du programme. Le dimensionnement préliminaire du projet englobe une capacité renouvelable, une composante de stockage BESS et plusieurs centaines de MW d'électrolyse.
  - EDF dépose son dossier d'expression d'intérêt et de préqualification dans le cadre de la réalisation d'une ligne Haute tension à courant continu (HVDC). Ce projet comprend la construction de deux sous-stations d'évacuation très haute tension type blindé, deux stations de conversion DC/AC et 4 × 1 400 km par ligne à réaliser, pour une capacité totale à acheminer de 3 GW qui seront réalisés sur deux phases.
- Projets Greenfield : EDF progresse dans le développement et la construction de plusieurs centaines de MW éoliens sur le marché privé d'énergie, soit dans le cadre Wheeling (cadre de la loi « 13.09 » relative aux énergies renouvelables), soit dans le cadre de l'autoproduction.

Sénégal

Le Groupe est présent au Sénégal, où il détient 100 % de la société ERA, opérateur de la concession d'électrification rurale couvrant les régions de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou. Dans un secteur électrique en pleine mutation institutionnelle, marqué notamment par l'adoption d'un nouveau Code de l'électricité en juillet 2021, la question de la soutenabilité économique du modèle des concessions électrification demeure un enjeu central, notamment au travers des problématiques liées à la révision tarifaire. Dans ce contexte, ERA a entrepris une demande exceptionnelle de révision tarifaire auprès du régulateur. Cette démarche a abouti favorablement, ouvrant la voie à une cession partielle ou totale du capital afin d'accueillir un investisseur stratégique.

Cameroun

- Le groupe EDF est présent au Cameroun depuis 2014 dans le cadre de la construction du barrage hydroélectrique de Nachtigal. Créée en juillet 2016, Nachtigal Hydro Power Company (NHPC) est détenue à 40 % par EDF International [3]. NHPC est en charge de la conception, du financement, de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de Nachtigal (420 MW) situé sur le fleuve Sanaga au nord de Yaoundé, ainsi que de la ligne de transport entre Nachtigal et Yaoundé dont les travaux ont été finalisés en 2021. NHPC a signé une convention de concession de production d'électricité en avril 2017, pour une durée de 35 ans à partir de la mise en service commerciale prévue début 2025. En mai 2024, les premiers mégawattheures ont été produits à la suite du couplage réussi du premier groupe (60 MW) au Réseau Interconnecté Sud. À fin 2024, cinq groupes (300 MW) sont en service et un sixième groupe a été couplé avec succès au réseau fin décembre 2024. La mise en service commerciale (sept groupes) est prévue pour le premier trimestre 2025. EDF a signé un contrat d'assistance à maîtrise d'ouvrage avec la société NHPC pour la bonne réalisation du chantier. L'aménagement hydroélectrique de Nachtigal est un projet dimensionnant pour le Cameroun et assurera environ un tiers de ses besoins en électricité.

(1) En partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co.
(2) Avec Masdar et Green of Africa.
(3) Détention également par IFC (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %).

- Faisant suite au protocole d'accord signé avec le gouvernement du Cameroun qui attribue à EDF l'exclusivité du développement du projet hydroélectrique de Kikot-Mbebe sur la Sanaga, les discussions menées entre l'État du Cameroun et EDF ont permis de signer un accord, en juin 2021, pour le développement conjoint du projet. Le 25 septembre 2023 a marqué une nouvelle étape pour le projet Kikot-Mbebe avec la création de la société Kikot-Mbebe Hydro Power Company (KHPC) détenue à 50/50 entre EDF International et le gouvernement du Cameroun. KHPC sera en charge du développement, de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de Kikot-Mbebe. Avec une puissance installée de 500 MW, cette infrastructure d'énergie renouvelable utilisant les eaux abondantes de la Sanaga sera le plus grand barrage du pays, juste environ 100 km à l'aval du barrage de Nachtigal. Le chantier de construction de Kikot-Mbebe devrait commencer d'ici 2026.
- Le groupe EDF poursuit son activité de conseil auprès d'Eneo, l'opérateur historique du secteur électrique dans le domaine de la distribution.
- Le groupe EDF s'appuie sur la société UPOWA, dont il a pris le contrôle en décembre 2023, spécialisée dans la commercialisation de kits solaires afin de développer ses activités *off-grid* au Cameroun.
- En mai 2024, ARIC, société ivoirienne détenue par le groupe EDF spécialisée dans les métiers de la climatisation, du froid industriel et commercial et de la performance énergétique depuis plus de 30 ans, s'est implantée au Cameroun à travers la création d'une succursale afin de développer ses activités en Afrique centrale.

Égypte

- EDF Renouvelables avec son partenaire Elsewedy Electric a développé le projet solaire Benban d'une puissance de 130 MWp en opération depuis 2018.
- En 2024, le consortium EDF Renouvelables et Zéro Waste a signé un accord d'exclusivité (MOU - *Memorandum of Understanding*) avec le ministère de l'Énergie et électricité renouvelables, pour développer un projet d'hydrogène vert. Le consortium investira environ 2 milliards d'euros dans la première phase, le coût total du projet en trois phases étant estimé à 7 milliards d'euros. Une étude de faisabilité préliminaire a identifié le terrain requis : 420 km^2 pour la production d'énergie renouvelable à Ras Shuqair et 1,2 million de m^2 pour l'installation de production, ainsi que son propre corridor de transport d'électricité.
- En 2024, le Centre d'ingénierie thermique et de transport (CI2T) d'EDF a commencé les essais d'endurance du nouveau Centre national d'optimisation, contrôle et dispatching du système électrique égyptien. La conception du projet a été réalisée par le CI2T ainsi que le suivi du chantier en phase de construction. Le centre gère le réseau électrique en temps réel, le centre de contrôle existant étant utilisé en backup. En 2024, le CI2T a aussi continué la supervision et la revue de conception du Centre de dispatching régional du delta du Nil basé à Talkha en Égypte. La mise en service de ce centre est prévue fin 2025.

Côte d'Ivoire

- Le groupe EDF développe en partenariat [1] le projet « Biovéa » de centrale biomasse de 46 MW. Un accord sur le prix de cession de l'électricité a été signé avec l'État ivoirien en novembre 2017. La convention de concession a été signée avec l'État en décembre 2019. Le bouclage financier et le démarrage des travaux de construction de la centrale ont eu lieu fin 2022. La mise en service est prévue fin 2025. Des discussions ont été initiées avec les autorités ivoiriennes en vue de répliquer le projet sur 4 sites identifiés.
- EDF International est devenu en 2019 l'actionnaire à 49 % de Conergies Group (holding des filiales Aric en Côte d'Ivoire et Rica au Mali). Cette société dispose d'une forte expertise dans le développement et l'innovation dans les domaines du chauffage, de la ventilation et du froid industriel et solaire en Afrique de l'Ouest. En 2024, afin d'accompagner la croissance de la société, il a été procédé à une restructuration conduisant à une prise de contrôle par EDF à hauteur de 65 % dans la filiale ivoirienne Aric devenant le nouveau véhicule de développement de ces activités pour l'Afrique de l'Ouest et centrale.
- En 2016, le Groupe a créé une filiale locale pour soutenir sa stratégie de développement en Côte d'Ivoire et dans la sous-région. En octobre 2016, il a également créé la société ZECI, rebaptisée TEVIA en 2023, détenu à 100 % par EDF depuis la fin 2024, pour le déploiement d'un projet *off-grid* d'installation et de maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains. En janvier 2023, afin de compléter ses offres *off-grid* dans le domaine des pompes solaires, le Groupe a créé à 50/50 avec son partenaire Kényan Sunculture la société Greeno.

Ghana

La société ZEGHA, commercialisateur de kits solaires, détenue à 30 % par EDF International depuis décembre 2017 et dont le développement avait été arrêté en 2020 est en cours de fermeture définitive.

Togo

- Le Groupe est présent dans le pays à travers la société Bboxx EDF Togo, joint-venture avec la société britannique Bboxx. La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination des foyers ruraux. Par ailleurs, un partenariat de déploiement de pompes solaires a été mis en place en 2020 avec la société kényane SunCulture (détenue par EDF International via une participation indirecte) et le gouvernement togolais.
- Le groupe EDF a créé, début 2020, une succursale pour soutenir sa stratégie de développement et assurer la poursuite de prestations de services d'ingénierie.
- En consortium avec Meridiam, EDF s'est vu attribuer le projet Scaling Solar Togo, pour le financement, la construction et l'exploitation maintenance d'une centrale solaire de 64 MWc. La signature du projet a eu lieu pendant la COP28. Le bouclage du financement est prévu au cours du 1er trimestre 2025 et la construction devrait démarrer dans la foulée pour une période de 15 mois.

Kenya

- Depuis juillet 2018, le groupe EDF participe au développement de la société kényane SunCulture. L'objectif est d'assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination d'agriculteurs, principalement au Kenya. EDF accompagne SunCulture dans son développement international, via une participation de 13,1 % dans Savant Group, maison-mère de SunCulture.
- Le Groupe a pris une participation indirecte également dans Bboxx Capital Kenya Limited en 2021. La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux.
- Le groupe EDF détient, depuis février 2021, 50 % de DPA Kenya [2]. La société est spécialisée dans le solaire réparti à destination du marché d'affaires. DPA Kenya développe des solutions allant du design à la maintenance en passant par le financement. Près de 8 MW sont actuellement en exploitation.
- Alors que le Kenya relance ses ambitions de projets nucléaires, le Groupe a manifesté son intérêt auprès du gouvernement.

(1) Partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest, et le fonds Meridiam.
(2) Anciennement Econet Energy Kenya.

Malawi

En août 2022, le gouvernement du Malawi, l'IFC [1] et le consortium entre EDF et SCATEC ont signé le *Relationship Agreement* qui confère au consortium 55 % du capital du projet hydroélectrique de Mpatamanga au Malawi (350 MW). En septembre 2022, le consortium a officiellement été nommé *Strategic Sponsor* du projet. À sa mise en service prévue en 2029, Mpatamanga fournira de l'électricité à environ 2 millions de personnes et permettra d'éviter 520 000 tonnes d'émissions de CO_2 par an. EDF et SCATEC mèneront les phases de développement, de construction et d'exploitation.

Eswatini (ex-Swaziland)

Le groupe EDF, en partenariat [2], a répondu fin 2023 à l'appel d'offres du gouvernement d'Eswatini pour le développement d'une centrale biomasse de 25 MW. EDF et son partenaire Montigny ont été sélectionnés pour ce projet le 10 décembre 2024.

Zambie

EDF International détient une participation de 12 %, acquise en 2020, dans Standard Microgrid Initiatives Limited, start-up développant et installant des mini-réseaux à travers une solution de conteneurs standardisés et de compteurs intelligents.

1.4.5.3.8 Moyen-Orient

Le groupe EDF est présent au Moyen-Orient dans les activités de développement, de suivi de projets ainsi que de gestion d'actifs. Une activité commerciale est également développée à travers les activités de service de Dalkia ainsi que les prestations de services d'ingénieries thermique, transport et hydraulique. Le Groupe dispose d'une implantation régionale basée aux Émirats arabes unis couvrant les activités de la zone. Le Groupe a des implantations à Doha au Qatar, à Riyadh en Arabie saoudite où se situe le siège régional, au Bahreïn ainsi qu'à Abu Dhabi et Dubaï aux Émirats arabes unis et plus récemment à Manah et Salalah en Oman.

Ces activités de développement sur la zone Moyen-Orient se font pour le compte d'entreprises gouvernementales ou privées que le groupe EDF accompagne dans leurs processus de transition énergétique. L'enjeu des prochaines années est de continuer à s'inscrire dans les visions *Net Zero* des pays du Moyen-Orient afin de continuer à développer les activités du Groupe sur l'ensemble de la chaîne de valeur électrique (production bas carbone, réseau, flexibilités).

Les projets majeurs de la zone sont situés notamment aux Émirats arabes unis avec, en 2024, à Abu Dhabi :

- la mise en œuvre du projet Lightning de 3,8 milliards de dollars. Il vise à développer, construire et exploiter un système de transport sous-marin de courant continu haute tension (HVDC-VSC). Il s'agit d'une première dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord. Ce projet majeur, en partenariat avec KEPCO et KYUSHU, consiste à connecter les installations de production pétrole et gaz *offshore* d'ADNOC [3] à une source d'énergie plus propre et plus efficace fournie par le réseau électrique terrestre d'Abu Dhabi. Le projet permettra de réduire l'empreinte carbone sur ces sites *offshore* d'ADNOC de plus de 30 %, tout en soutenant la *Net Zero by 2050 Strategic Initiative* des Émirats arabes unis. Le projet est en cours de construction avec une livraison prévue en 2026 ;
- Emerge, une co-entreprise créée en 2021 par EDF et Masdar, développe aujourd'hui un portefeuille de plusieurs contrats totalisant 320 MW de projets de solaire distribué (dont 100 MW en exploitation ou en construction). L'offre d'Emerge est prioritairement destinée aux clients commerciaux et industriels, aux Émirats, et en Arabie saoudite. Elle contribue ainsi à l'atteinte des objectifs ambitieux de ces pays en matière de transition énergétique ;
- la mise en service et l'exploitation, en consortium [4], du projet solaire photovoltaïque Al Dhafra PV2. D'une capacité installée de 2,1 GW, la centrale solaire, qui est entrée en service en juin 2023, est actuellement l'une des plus puissantes au monde. Elle évite le rejet de 2,4 millions de tonnes de CO_2 par an ;
- l'adjudication et la clôture financière, en consortium [5], du projet solaire photovoltaïque Ajban PV3. Le projet, d'une capacité de 1,8 GWp, doit être mis en service début 2026. Il permettra d'éviter le rejet de 2,4 millions de tonnes de CO_2 par an ;
- la mise en service (phases 1, 2 et 3) et la poursuite des travaux (phases 4 et 5) de rénovation de l'éclairage public à Abu Dhabi (133 000 points lumineux) en consortium avec Engie (Projet Nojoom). Une extension du contrat existant pour l'addition de 55 000 points lumineux à Al Ain est en cours.

D'autres projets majeurs sont situés à Dubaï avec DEWA :

- EDF Renouvelables a développé une centrale solaire photovoltaïque dite « DEWA III » aux côtés de Masdar et du client DEWA (en charge de l'eau et de l'électricité dans l'Émirat). Avec une capacité installée de 1 066 MWp, la centrale permet d'éviter 2,4 millions de tonnes de CO_2. Grâce à la production de DEWA III, 160 000 foyers dubaïotes sont alimentés en électricité bas carbone ;
- un contrat d'assistance à la maîtrise d'ouvrage pour la construction d'une Station de transfert d'énergie par pompage (STEP de 250 MW pour une capacité de stockage de 1 500 MWh). Sa construction, via un contrat clé en main, a démarré mi-2019 dans les montagnes d'Hatta dans l'Émirat de Dubaï pour le client DEWA (fin prévue au premier semestre 2025). Le coût total du projet est d'environ 500 millions de dollars U.S. (financé en fonds propres par DEWA) ;
- un projet d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la construction d'une centrale thermique à Al Aweer d'une puissance de 3 × 233 MWe. La réception des installations a débuté en juin 2024 et s'est achevée en décembre 2024.

Autres projets majeurs :

- aux Émirats arabes unis, le groupe EDF a pour ambition d'établir une relation à long terme avec NAWAH. Il s'agit de l'exploitant de la centrale nucléaire de Barakah et filiale d'Emirates Nuclear Energy Corporation (ENEC). En 2018, un accord-cadre de longue durée a été signé. Il prévoit qu'EDF accompagnera NAWAH dans l'exploitation et la maintenance de la centrale de Barakah, via une large gamme de prestations de services dans plusieurs domaines (dont la sûreté, la radioprotection, la gestion du cycle combustible et le suivi environnemental). Deux accords ont été signés en juin 2021 entre Framatome et NAWAH pour la fourniture de services de maintenance et de cybersécurité. En outre, Framatome accompagne ENEC pour le développement de nouvelles capacités industrielles locales afin de maintenir les unités de Baraka ;
- un autre projet majeur d'ingénierie conseil pour le client Kahramaa (eau et électricité du Qatar) est en cours de réalisation à Doha. Il porte sur la réalisation de postes électriques et de réseaux de câbles haute tension, et en particulier les postes d'évacuation de Al Kharsaa, la plus grande centrale solaire du Qatar mise en service en 2022. Plusieurs projets à haute valeur technique et stratégique incluant le développement des énergies renouvelables et l'amélioration des performances du réseau de transport ont été menés à bien avec ce client ;
- poursuivant sa dynamique de croissance dans la zone, Dalkia a acquis en juin 2022 la société US Chiller Services, majoritairement basée au Moyen-Orient (EAU, Qatar et Bahreïn) et aux États-Unis. Cette société de 330 salariés est spécialisée dans l'exploitation et la maintenance de grandes installations de production de froid. Dalkia poursuit en parallèle son développement dans l'efficacité énergétique, l'exploitation et la maintenance des groupes froids,

(1) IFC : *International Finance Corporation.*
(2) Partenariat avec le groupe Montigny.
(3) Abu Dhabi National Oil Company.
(4) Consortium constitué d'EDF Renouvelables et de Jinko Power (Chine). Les deux développeurs ont été rejoints lors du *closing* financier par les partenaires locaux Taqa et Masdar.
(5) Consortium constitué d'EDF Renouvelables et de Kowepo (Corée du Sud). Les deux développeurs ont été rejoints lors du *closing* financier par le partenaire local Masdar.

chauffage, ventilation et climatisation et systèmes électriques (solaire commercial et industriel, éclairage public) et la décarbonation dans la zone avec plusieurs projets gagnés et a récemment regroupé toutes ses équipes des Émirats arabes unis au sein d'un même bureau basé à Dubaï. Dalkia Moyen-Orient compte aujourd'hui dans la zone 450 employés répartis sur 4 pays : Émirats arabes unis, Arabie saoudite, Bahreïn et Qatar ;

- de manière générale, les ingénieries thermique et transport d'EDF qui sont présentes depuis 1995 au Moyen-Orient (d'abord aux Émirats arabes unis puis au Qatar, Bahreïn et Égypte et plus récemment en Arabie saoudite) fournissent des services d'assistance à maîtrise d'ouvrage aux compagnies locales d'électricité. Actuellement, le portefeuille de vente de services à tiers en matière d'ingénierie thermique et transport au Moyen-Orient regroupe une vingtaine de projets actifs. Les projets emblématiques sont des projets d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la construction de trois turbines à combustion (projet Aweer), pour le renforcement d'une liaison très haute tension en câble en galerie ventilée aux Émirats arabes unis, le projet de renforcement de l'interconnexion électrique entre les Émirats arabes unis et l'Arabie saoudite.

Les principaux projets situés en Arabie saoudite sont les suivants :

- EDF a signé en partenariat [1] un contrat de concession d'une durée de 25 ans avec Red Sea Global, le développeur du complexe touristique AMAALA, pour développer, concevoir, financer, fournir, installer, exploiter et entretenir des installations d'eau et électricité du projet en cours de construction le long des côtes de la mer Rouge. Ce projet *off-grid* comprend notamment une centrale solaire (250 MWc) et ses stockages d'énergie par batteries (770 MWh), des moteurs thermiques au biodiesel (40 MW), des postes électriques 33/132 kV, des lignes de transport en 132 kV (50 km), câblage souterrain, une usine de dessalement d'eau de mer alimentée à l'électricité verte ainsi qu'une station de traitement d'eau usée et recyclage en eau d'irrigation ;
- EDF Renouvelables continue de développer, en partenariat [2], un portefeuille de projets renouvelables dans le Royaume (comprenant le développement, le financement, la construction et l'exploitation). Trois projets, qui ont été remportés dans le cadre des appels d'offres organisés par le ministère de l'Énergie, sont d'ores et déjà en exploitation ou en développement : projet éolien de Dumat Al Jandal qui, avec une puissance installée de 400 MW, constitue le plus grand parc éolien du Moyen-Orient et dont l'exploitation commerciale a commencé en juillet 2022 ; projet solaire photovoltaïque de South Jeddah, d'une puissance installée de 388 MWp et dont l'exploitation commerciale a commencé en juillet 2022 ; projet solaire photovoltaïque de Al Henakiyah, d'une puissance installée de 1,2 GWp et dont les travaux sont en cours ;
- EDF a remporté fin 2023 un contrat d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour le compte de GCCIA (l'autorité d'interconnexion des pays du golf basée à Dammam en Arabie saoudite) afin de concevoir, émettre un appel d'offres EPC *(Engineering, Procurement and Construction)*, sélectionner l'EPC et suivre la construction du renforcement de l'interconnexion entre l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis (100 km de ligne aérienne et trois extensions de postes électriques 400 kV). EDF a aussi remporté en 2024 un contrat d'assistance technique avec l'institut KACARE (King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy) afin d'étudier l'impact sur le système électrique de l'intégration de centrales nucléaires en Arabie saoudite ;
- Dalkia a ouvert en Arabie saoudite début 2021 sa première société dans la zone. Elle y est très active avec un contrat de 10 ans pour exploiter la centrale de froid du nouveau quartier de Riyadh MISK City, Dalkia y a installé son DESC (Dalkia Energy Savings Center), le premier à être ouvert hors de France, et a signé plusieurs contrats d'efficacité énergétique pour un montant total de 50 millions de dollars avec Tarshid (PiF) sur des sites gouvernementaux du royaume. Le Groupe participe en ce moment à des appels d'offres avec des partenaires locaux sur des contrats de type BOOT *(Build, own, operate and transfer)* pour des centrales de froid sur les méga projets du royaume. Dalkia a d'ailleurs reçu en 2024 à Riyadh le prix de la meilleure compagnie O&M au Moyen-Orient pour les systèmes de production de froid ;
- Emerge continue son développement dans le Royaume avec un portefeuille d'opportunités de projets photovoltaïques en développement d'une centaine de MW ; 2 études de faisabilité pour de grands industriels ont été octroyées à Emerge afin de transformer celle-ci en contrat d'achat d'électricité ;
- EDF a remporté en octobre 2023, en partenariat [3], 2 projets de centrales à cycle combiné décarbonées, Taiba-2 et Qassim-2, avec une capacité combinée de 3,96 GW. La clôture financière et les travaux de construction ont débuté en 2024 ;
- un consortium constitué d'EDF, Tractebel Engineering et Artelia a été retenu fin 2023 dans le cadre d'un appel d'offres pour réaliser l'ensemble des études préalables dans le cadre de la construction d'une STEP (station de transfert d'énergie par pompage) appelée « NESTOR ». À la suite de l'attribution de ce marché au consortium, un contrat de prestation de services a été signé avec la société Neom Energy & Water Company en janvier 2024 [4].

Les principaux projets situés à Oman sont les suivants :

- en 2023, EDF Renouvelables s'est vu attribuer en partenariat [5] le projet Manah-1 dans le cadre d'un appel d'offres organisé par Nama PWP, entité publique en charge du développement des ouvrages de production eau et électricité du Sultanat. Ce projet comprend le développement, le financement, la construction et l'exploitation d'une centrale solaire photovoltaïque d'une capacité de 500 MW. Le projet, qui devrait entrer en service début 2025, constituera le premier ouvrage renouvelable d'EDF Renouvelables à Oman ;
- EDF et EDF Renouvelables se sont qualifiés dans le cadre de l'appel d'offres Hydrom pour le développement d'un projet hydrogène vert de 150 ktpa, en partenariat avec YAMNA et J-Power, dans la région de Salalah à Oman. EDF a remporté un bloc en avril 2024 en consortium [6]. Le consortium s'est vu attribuer un terrain d'une surface de 341 km^2 sur une durée de 47 ans. Pour produire un minimum de 150 ktpa/an ce projet comprend une capacité solaire de l'ordre de 3,9 GW, une capacité éolienne de 1,3 GW et une capacité d'électrolyse de 2,2 GW. Le développement a démarré en mai 2024, avec un objectif de décision d'investissement fin 2027 et un début de production à échéance 2030/2031.

Présence en Israël

Le groupe EDF est présent en Israël depuis 2010 à travers sa filiale EDF Renouvelables. À fin 2024, elle exploite 616 MWc bruts de projets photovoltaïques connectés au réseau (dont 35 MW de projets flottants, deux projets solaires de 22 MWc au total couplés à 45 MWh de batteries. Elle construit un nouveau projet photovoltaïque flottant de 13 MWc et 11 projets solaires au sol supplémentaires pour un total de 99 MWc bruts, incluant 220 MWh de stockage. La guerre en cours aux frontières du pays a conduit à un gel des projets éoliens situés dans le nord d'Israël, d'une capacité totale de 67 MW, à différents retards sur la construction des projets solaires, et à un impact mineur sur les projets en exploitation. L'activité de développement s'est poursuivie avec plusieurs succès notables, dans le domaine des toitures solaires et ombrières pour les municipalités, et surtout par l'attribution à EDF des deux plus grands appels d'offres jamais organisés dans les énergies renouvelables en Israël, avec les projets photovoltaiques d'Ashalim 3 (110 MWc) et Dimona (285 MWc). La filiale prépare le *closing* financier de ces 2 projets BOT *(Build, operate and transfer)* avec l'État d'ici la fin de l'année 2025, pour démarrage de la construction en 2026. Elle lancera au cours de 2025 la construction d'environ 25 MW de projets photovoltaïques flottants, 15 MW de toitures solaires et ombrières et 170 MWc de projets photovoltaïques au sol associés à du stockage, en moyenne et en haute tension.

(1) Consortium composé d'EDF, Masdar, Korea East-West Power (EWP) et Suez.
(2) Consortium constitué d'EDF Renouvelables, de Masdar et de Nesma Renouvelables.
(3) Consortium composé d'EDF, Al Jomaih Energy and Water Co., Ajlan & Bros Co. et Buhur for Investment Company.
(4) Voir aussi la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale de l'entreprise ».
(5) Consortium composé d'EDF Renouvelables et de Kowepo (Corée du Sud).
(6) Consortium composé d'EDF, JPOWER (offtaker Japonais) et YAMNA (nouvelle plateforme anglaise de développement de projets green H2 fondée en 2022).

1.4.6 Services énergétiques et autres activités

Dans un contexte réglementaire et sociétal qui place la lutte contre le réchauffement climatique au premier plan, et en cohérence avec sa raison d'être, le groupe EDF a l'ambition de se développer de manière significative dans les services énergétiques afin d'apporter des solutions performantes, innovantes et durables à ses clients.

Ces services répondent aux enjeux exprimés par les collectivités locales, les entreprises et les clients particuliers dans des domaines très variés : production d'énergie décentralisée, réseaux de chaleur bas carbone, hydrogène vert, éclairage intelligent, mobilité électrique, gestion intelligente des bâtiments, conseils en économie d'énergie et efficacité énergétique. La palette des solutions proposées par le Groupe est innovante et répond aux nouveaux enjeux des clients : diminution des émissions carbone et gains en performance énergétique.

1.4.6.1 Les services énergétiques

Les services proposés reposent sur l'expertise présente au sein du Groupe, en particulier à la R&D, et sont portés par plusieurs filiales et directions.

1.4.6.1.1 Dalkia

Dalkia est une filiale à 99,94 % du groupe EDF depuis juillet 2014. Acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'une forte présence commerciale en France et se développe à l'international dans quatre zones géographiques (Grande-Bretagne, États-Unis, Pologne et Moyen-Orient).

Dalkia met son expertise au service de ses clients pour développer, réaliser et gérer des systèmes d'énergies plus écologiques et plus économiques. Grâce à son expérience acquise depuis près de 80 ans en matière de gestion des réseaux de chauffage et de froid, d'optimisation des utilités industrielles, d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments ou de valorisation des énergies locales et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure pour les accompagner dans leur transition énergétique. Elles visent à réduire leurs consommations d'énergie.

Dalkia (y compris ses filiales) gère plus de 330 réseaux de chaleur et de froid et plus de 90 000 installations énergétiques en France et à l'international.

Dalkia a permis à ses clients d'éviter l'émission de 4,5 millions de tonnes de CO_2e en 2024.

Dalkia et le développement des énergies renouvelables et bas carbone

Le premier métier de Dalkia est la valorisation des énergies locales dans les réseaux de chaleur et de froid ou dans les process industriels. Dalkia utilise les sources d'énergie qui existent sur le territoire pour proposer des solutions énergétiques durables à ses clients, entreprises et collectivités :

- Dalkia met le développement des énergies renouvelables au cœur de ses priorités à travers notamment le recours aux énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) telles que la biomasse, le biogaz, la géothermie, la thalossothermie et les énergies de récupération comme la chaleur fatale, etc. ;
- Dalkia favorise la production d'énergie issue de la valorisation des déchets dans une logique d'économie circulaire, ce qui limite le recours aux énergies fossiles et contribue à l'atteinte des objectifs de décarbonation de ses clients ;
- en complément, Dalkia privilégie les solutions bas carbone non fossiles telles que des pompes à chaleur, y compris haute température pour l'industrie.

Dalkia et les économies d'énergie

Le deuxième métier de Dalkia concerne les « économies d'énergie », notamment au travers des Contrats de performance énergétique :

- Dalkia développe l'efficacité énergétique avec des bâtiments connectés qui consomment de moins en moins et réalise des travaux de rénovation énergétique afin de les rendre plus performants ;
- Dalkia optimise aussi les consommations de ses clients grâce au traitement de leurs données par les *Dalkia Energy Savings Centers*, les centres de pilotage de la performance énergétique qui allient intelligence numérique et humaine ;
- Dalkia développe des contrats de performance énergétique qui associent notamment actions d'efficacité énergétique, chaleur renouvelable, pompes à chaleur et photovoltaïque et intègrent des solutions numériques permettant de piloter des écosystèmes multi-énergies.

Principales filiales de Dalkia en France

Dalkia Froid Solutions

Dalkia Froid Solutions, filiale de plus de 1 500 salariés, détenue à 100 % par Dalkia, est un spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique. Sa vocation est de fournir à ses clients les bonnes températures en optimisant la consommation d'énergie et en préservant l'environnement grâce à la maîtrise du processus complet : conseil, conception, installation et maintenance.

Dalkia Air Solutions

Dalkia Air Solutions, filiale de plus de 120 salariés, détenue à 100 % par Dalkia, propose une offre complète d'audit, de conception, d'installation et de maintenance de centrales d'air comprimé, d'azote et d'air respirable à destination de tous les secteurs industriels. L'air comprimé est un fluide énergétique à fort contenu électrique qui présente un potentiel d'économies d'énergie.

Dalkia EN

Dalkia EN (Expertise Nucléaire), filiale détenue à 100 % par Dalkia, est dédiée à l'environnement nucléaire. L'entité compte près de 900 salariés autour de deux activités :

- la maintenance des moyens de production d'électricité de secours, des systèmes de production de froid et de ventilation des centrales nucléaires ;
- le pilotage des prestataires et de la maintenance des bâtiments des centrales nucléaires et thermiques.

Dalkia Electrotechnics Holding

Dalkia Electrotechnics Holding, filiale de plus de 1 300 salariés, détenue à 100 % par Dalkia, détient elle-même trois filiales exerçant dans le génie électrique :

- Dalkia Electrotechnics IG qui a vocation à servir essentiellement les filiales du groupe EDF sur les métiers de la HTB (haute tension B), HTA (haute tension A), des transformateurs HTA et des machines tournantes ;
- Dalkia Electrotechnics Fab qui porte les activités de fabrication et de location de postes HTA (sous enveloppe béton et sous enveloppe métallique) ;
- Dalkia Electrotechnics qui exerce les activités « services & travaux » (postes HTA, boucles HTA, distribution BT (basse tension), automatismes, mobilité électrique, moteurs, éclairage public, signalisation lumineuse tricolore, vidéo protection) à destination des clients privés et des clients publics.

CRAM

CRAM, filiale détenue à 100 % par Dalkia, est implantée principalement dans le Nord-Ouest de la France (Normandie, Picardie et Île-de-France). Elle intervient, propose et réalise des projets dans le domaine de l'exploitation-maintenance, de la gestion et de la réalisation d'installations thermiques et climatiques. L'entreprise compte plus de 750 collaborateurs et gère près de 7 600 installations.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Dalkia Polska, Dalkia Polska Solutions et Dalkia Polska Energia (Pologne)

- Dalkia Polska compte 330 employés et propose une gamme complète de services énergétiques, allant de la gestion et de l'optimisation des réseaux de chaleur et de froid à l'utilisation des ressources énergétiques locales, ainsi que les services d'efficacité énergétique des bâtiments et des installations industrielles.
- Dalkia Polska Solutions conçoit, réalise et maintient des installations techniques (ventilation, chauffage, climatisation, protection incendie, etc.) pour les bâtiments commerciaux et les sites industriels. Elle propose également des solutions innovantes pour le pilotage de la performance énergétique des bâtiments.
- Dalkia Polska Energia est une société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice en Pologne (Haute-Silésie). Elle a une expertise reconnue dans la valorisation énergétique du gaz de mine en substitution au charbon pour alimenter les réseaux de chaleur et les installations de distribution électrique.

Dalkia UK (Royaume-Uni)

Dalkia Group Limited (Royaume-Uni) est une société codétenue par Dalkia et EDF Energy, et spécialisée dans les grands travaux de génie climatique et électrique, la maintenance technique d'installations, l'intégration de systèmes d'acquisition et de contrôle de données. Dalkia Group Limited fournit ses services dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des clients publics. Dalkia Group Limited compte six entités (Dalkia Operations Holding Limited, Dalkia Engineering Holding Ltd, ESSCI Technical Facilities Management Ltd, Dalkia Energy Services Ltd, Dalkia UK Holding Ltd et ESSCI Ireland Ltd) et 4 000 collaborateurs.

Dalkia Energy Solutions (États-Unis)

- Dalkia Energy Solutions, basée dans le Massachusetts, offre aux entreprises et aux industriels une approche globale de conseil, d'assistance à la maîtrise d'ouvrage et de réalisation de travaux d'efficacité énergétique.
- Dalkia Energy US a acquis 100 % des titres de la société US Chiller Services LLC le 21 juin 2022 (1) et compte 170 salariés.
- Aegis Energy Services, basée dans le Massachusetts, est spécialiste des petites centrales de cogénération au gaz et des équipements associés qu'elle conçoit, réalise, met en service et en opère la maintenance.

Dalkia Middle East (Moyen-Orient)

- Dalkia Middle East Energy Company Limited (Arabie saoudite), société créée en 2021, est active dans le domaine des centrales et réseaux de froid, des contrats de performance énergétique et de la maintenance multitechnique.
- Dalkia Middle East (holding française) détient 100 % des titres des sociétés : Dalkia US Chiller Services (Dubaï) et Dalkia US Chiller Services WLL (Qatar). Ces sociétés sont spécialisées dans l'exploitation, la maintenance et la réalisation de travaux et de réparations sur refroidisseurs et équipements CVC (chauffage, ventilation et climatisation). Dalkia Middle East emploie 450 personnes au Moyen-Orient.

1.4.6.1.2 EDF Pulse Holding

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (DIPP) du groupe EDF a en charge 3 missions principales :

- cadrage stratégique : produire un cadrage stratégique annuel déterminant, au périmètre du groupe EDF (2), les axes d'innovation et les projets à enjeux, ainsi que leurs plans d'action associés. Ce cadrage est établi en étroite collaboration avec la R&D et les métiers du groupe EDF ;
- performance et développement : regrouper l'expertise autour d'outils et de méthodes d'innovation, en appui aux métiers du Groupe à travers les Programmes Pulse, et définir des indicateurs de valorisation de l'innovation ;
- nouveaux business : faire émerger et développer de nouveaux leviers de croissance pour le groupe EDF à travers les 3 programmes suivants :
  - le programme EDF Pulse Incubation, pour développer les projets d'intrapreneuriat,
  - le programme EDF Pulse Ventures, pour investir dans des start-up et dans des fonds dédiés à l'innovation,
  - le programme EDF Pulse Pilot, pour financer des projets industriels de type *First-of-a-Kind*, basés sur des technologies prometteuses pour le Groupe.

Les participations dans des start-up, des projets pilotes et des fonds d'investissement sont portées par le véhicule dédié EDF Pulse Holding, détenu à 100 % par EDF. Le développement du portefeuille d'EDF Pulse Holding est directement lié aux activités des programmes EDF Pulse Pilot, EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures (ces 2 derniers sont détaillés ci-après).

EDF Pulse Incubation

Le programme EDF Pulse Incubation s'appuie sur les idées et les savoir-faire des salariés du Groupe pour concevoir et développer de nouveaux business et services. Le programme d'incubation propose un accompagnement sur mesure aux salariés. Il fait appel à des experts (internes ou externes) pour tester, créer et développer des modèles d'affaires et professionnaliser les salariés intrapreneurs. Cet accompagnement bénéficie aux salariés intrapreneurs ainsi qu'au groupe EDF puisqu'il participe à sa transformation et à la montée en compétences de ses collaborateurs. Grâce à la proximité entre les équipes d'EDF Pulse Incubation et celles d'EDF Pulse Ventures, les projets incubés bénéficient d'une vision « investissement » et sont en permanence confrontés aux marchés.

Les projets intrapreneuriaux peuvent aboutir à la création d'une filiale du groupe EDF. Tel a été le cas par exemple de :

- **Oklima** qui développe des projets contribuant à la séquestration de carbone ou à la réduction d'émissions de gaz à effet de serre ;
- **Hynamics** qui développe des projets de production et de commercialisation d'hydrogène électrolytique bas carbone ;
- **Yxir** qui propose une offre de service basée sur l'intelligence artificielle permettant aux industriels de maîtriser la qualité de leurs produits et services.

EDF Pulse Ventures

Le programme EDF Pulse Ventures a pour mission d'identifier de nouvelles activités et solutions innovantes en dehors du groupe EDF. Il permet de développer le portefeuille d'investissement porté par EDF Pulse Holding dans des start-up et dans des fonds de capital-risque via des prises de participation principalement minoritaires.

L'objectif du programme est d'explorer des activités nouvelles pour le Groupe, de les dérisquer et de créer des synergies entre les start-up du portefeuille d'EDF Pulse Holding et les métiers du Groupe.

(1) Voir le communiqué de presse de Dalkia du 21 juin 2022 « Dalkia franchit une étape importante dans son développement au Moyen-Orient avec l'acquisition de U.S. Chillers Services ».
(2) Hors Enedis et RTE.

Depuis 2017, près de 540 millions d'euros ont été investis en brut au titre des programmes EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures dans 35 start-up internes ou externes et dans 21 fonds d'investissement, principalement en France, mais aussi en Europe et en Amérique du Nord.

Les nouvelles entrées au portefeuille d'EDF Pulse Holding en 2024

Chemdoc Water Technologies

Chemdoc Water Technologies est une start-up qui conçoit et assemble des systèmes conteneurisés pour la filtration, purification et déminéralisation de l'eau à partir d'eau de surface et de recyclage d'eaux usées. Par ses modules de filtration membranaire, Chemdoc Water Technologies est en mesure de fournir de l'eau de différentes qualités : déminée, ultrapure, de process et ingrédient. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up à l'occasion d'une levée de fonds de 4,5 millions d'euros.

NatureMetrics

NatureMetrics est une start-up anglaise spécialisée dans la mesure et le suivi de la biodiversité grâce à la technologie de l'ADN environnemental (eDNA). NatureMetrics mesure les traces d'ADN laissées par les organismes dans l'eau, le sol et l'air pour identifier les espèces présentes dans une zone donnée. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up à l'occasion d'une levée de fonds de 25 millions de dollars.

1.4.6.1.3 Les autres activités de services du groupe EDF

D'autres entités et filiales du groupe EDF complètent l'offre de services énergétiques. Elles interviennent sur des domaines spécifiques auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales). Elles couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le pilotage des usages, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Datanumia

Afin d'accompagner les clients dans la maîtrise de leurs consommations d'énergies et de fluides, le groupe EDF propose des solutions de monitoring et de pilotage des installations. Filiale à 100 % du groupe EDF, Datanumia développe des solutions digitales innovantes pour permettre à chacun (particuliers, entreprises et collectivités) d'optimiser sa consommation énergétique et son empreinte carbone par la valorisation de la donnée énergétique.

Datanumia est notamment spécialisée dans l'intelligence énergétique du bâtiment et des process industriels. Elle accompagne les entreprises et les collectivités dans la transition énergétique sur toute la chaîne de valeur du management énergétique. À travers ses solutions sur mesure (pilotage de la performance énergétique, audits énergétiques, accompagnement sur le décret Tertiaire…). Datanumia traite plus de 10 millions de données quotidiennement sur un périmètre de 80 000 sites. Spécialiste de l'IoT *(Internet of Things)* avec plus de 60 000 objets connectés télérelevés chaque jour, Datanumia assure le management énergétique de plus de 120 millions de mètres carrés de bâtiments.

Par ailleurs, Datanumia conçoit et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie pour les particuliers. Datanumia met ainsi à disposition ses services dans l'application « EDF et Moi » qui permet aux clients d'EDF de bénéficier d'une gamme de solutions digitales innovantes. L'objectif est de suivre et comprendre finement sa consommation énergétique (électricité et gaz) et de piloter les équipements les plus énergivores. Cette plateforme compte aujourd'hui plus de 8 millions de clients particuliers actifs. En outre, Datanumia a développé, en 2022, une solution permettant un suivi en temps réel, par les clients particuliers, de leur consommation électrique.

Sowee

Depuis le 31 octobre 2024, Sowee est désormais intégrée à EDF (et n'est donc plus une filiale). Ainsi, EDF commercialise aujourd'hui pour ses clients en offres de marché la station connectée et ses services associés sous la marque Sowee by EDF. L'option d'effacement piloté est également proposée aux clients.

La station connectée permet de piloter intelligemment, et à distance, leur chauffage sans changer d'équipement et facilite également l'accès à des services du quotidien tels que la qualité de l'air intérieur (CO_2 et humidité) et extérieur, les prévisions météo, les éphémérides, le risque de pluie…

IZIVIA

IZIVIA est une filiale à 100 % du groupe EDF. Elle est un acteur de référence sur le secteur de la mobilité électrique en France. IZIVIA propose des solutions de recharge pour véhicules électriques à destination des entreprises et des collectivités. Elle vend une infrastructure de recharge de véhicules électriques (IRVE) clé en main (conception, fourniture, exploitation, maintenance et services de recharge aux conducteurs) et investit également dans ses propres réseaux de recharge avec des partenaires financiers sur des parkings d'enseignes de grande distribution et de restauration ou sur la voirie publique.

IZIVIA est un leader de la recharge ouverte au public et en entreprises en France : l'entreprise exploite et supervise 28 000 points de recharge avec une des meilleures qualités de service du marché.

IZI confort

IZI confort est une filiale à 100 % du groupe EDF. Elle assure l'installation, l'entretien et le dépannage des appareils individuels de chauffage, de climatisation et de ventilation : pompes à chaleur, chaudières gaz/fioul, climatiseurs, ballons thermodynamiques, VMC…

Avec près de 1 200 collaborateurs présents partout en France, IZI confort réalise plus de 800 000 interventions par an. Elle répond aux besoins des particuliers, des clients collectifs privés comme publics, et des professionnels.

IZI confort s'appuie sur ses 75 agences de proximité et ses canaux digitaux pour servir et développer sa clientèle. Elle poursuit et amplifie son développement dans la vente et la maintenance de pompes à chaleur afin d'accompagner ses clients dans leur décarbonation, en cohérence avec la raison d'être d'EDF.

IZI by EDF

IZI by EDF est la marque d'EDF spécialisée dans l'offre de services aux particuliers et petits professionnels, clients ou non d'EDF, dans les domaines du chauffage bas carbone, de la rénovation énergétique des logements, et de la recharge à domicile de véhicules électriques.

IZI by EDF déploie une offre complète pour la maison durable et la mobilité électrique :

- une position de leader sur la vente et l'installation de pompe à chaleur air-eau ;
- le développement d'une gamme d'offres complète pour la rénovation énergétique des logements, avec le remplacement des ouvrants, l'isolation des combles et planchers, la ventilation et l'isolation thermique des murs par l'extérieur, grâce à l'acquisition du groupe « Les ECO-isolateurs » fin 2022 ;
- une position de leader sur l'installation des bornes de recharge à domicile en maison individuelle, et une offre complète pour le déploiement des bornes de recharge en copropriété.

En 2024, IZI by EDF a poursuivi sa croissance sur les offres de mobilité électrique en maison individuelle comme en copropriété, ainsi que sur sa nouvelle offre de rénovation énergétique d'ampleur multi-lots.

L'activité « pompe à chaleur » et l'activité Isolation des murs par l'extérieur ont subi une baisse dans un contexte d'effondrement du marché de la pompe à chaleur, et de refonte des aides au 1er janvier 2024 qui a supprimé les aides à l'isolation mono-lot.

La simplification de la réforme intervenue au 15 mai 2024 a permis, en réintroduisant les aides au mono-lot, de progressivement relancer la dynamique sur l'isolation thermique des murs par l'extérieur. Le marché de la pompe à chaleur, quant à lui, montre des signaux de légère reprise depuis septembre 2024.

Avec IZI by EDF, EDF s'engage en tant que contractant général et ensemblier auprès des clients. Il est responsable et garant de la réussite des prestations. Il apporte ainsi des engagements forts de qualité d'exécution et de relation client, en s'appuyant sur des sous-traitants rigoureusement sélectionnés et qualifiés, il gère les aides et les déduit du devis, y compris en rénovation énergétique d'ampleur. IZI by EDF propose également des solutions de financement optimisées pour le reste à charge, avec son partenaire Domofinance.

EDF solutions solaires

EDF solutions solaires (anciennement EDF ENR) est une filiale à 100 % du groupe EDF créée en 2007. Elle développe des solutions photovoltaïques décentralisées pour les entreprises et les particuliers alliant production, pilotage et stockage de l'électricité solaire. EDF solutions solaires est leader de son marché, avec une part de marché de 15 % et plus de 100 000 installations réalisées chez les particuliers et, de près de 10 %, sur le marché des professionnels et des collectivités locales grâce à des solutions techniques et financières exclusives ainsi qu'aux synergies avec les différentes entités du pôle Clients Services & Territoires.

Afin d'assurer une proximité avec ses clients, les équipes techniques et commerciales sont réparties sur l'ensemble du territoire avec des implantations dans chacune des régions métropolitaines ainsi que dans tous les départements et régions d'outre-mer au travers de sa filiale Sunzil. EDF solutions solaires emploie aujourd'hui près de 1 300 collaborateurs dont 200 en Outre-mer.

Local Energy Management (gestion locale de l'énergie)

En 2019, le groupe EDF a créé l'entité Local Energy Management (LEM) pour accélérer le développement d'offres innovantes en lien avec la gestion décentralisée de l'énergie. LEM anime des sociétés développées en intrapreneuriat ou en croissance externe (Agregio Solutions, Dreev et e2m). Ses activités recouvrent :

- l'agrégation, la gestion et la valorisation des flexibilités locales, tant à l'amont (production intermittente issue de parcs éoliens ou solaires, actifs flexibles de stockage ou de production) qu'à l'aval (capacités d'effacement des consommateurs) ;
- la commercialisation de la production d'énergie renouvelable, à travers de nouveaux modèles de fourniture tels que les *Power Purchase Agreements* (approvisionnement en EnR auprès d'un producteur renouvelable), ou directement sur les marchés de gros en s'appuyant sur la *Virtual Power Plant* ;
- les solutions de *smart charging* pour la mobilité électrique ;
- les solutions logicielles pour l'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux via la prévision et le stockage d'énergie ;
- la fourniture d'une infrastructure de stockage clé en main (la Stormate) et de leur *Energy Management System* (EMS).

Agregio Solutions

La filiale Agregio Solutions, issue de la fusion entre Agregio et EDF Store&Forecast et détenue à 100 % par EDF, est un agrégateur qui s'adresse à trois types de clients :

- les producteurs d'électricité renouvelable (éolien, solaire…) à qui Agregio Solutions propose des offres sur mesure. L'objectif est d'optimiser et de vendre/livrer leur production, garanties de capacités et garanties d'origine, sur les marchés de l'électricité ou à des consommateurs, en sécurisant leurs revenus ;
- les clients consommateurs d'électricité (industriels, entreprises…) : Agregio Solutions s'adresse aux consommateurs qui sont prêts à effacer ou moduler leur consommation contre rémunération, en fonction des besoins du système électrique ;
- les gestionnaires d'actifs de stockage : Agregio Solutions propose la fourniture d'infrastructures de stockage centralisée et intervient sur l'optimisation des systèmes de stockage sur les marchés de l'énergie.

Energy2market (e2m)

Energy2market (e2m) est un agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales. Il gère et exploite en Allemagne plus de 4 700 sites connectés et décentralisés de production d'énergie et de flexibilités (parcs éoliens, fermes solaires, cogénérations, biomasse, batteries de stockage…) représentant une puissance installée de plus de 4 GW.

À fin 2024, le groupe EDF se positionne parmi les leaders européens sur ces nouveaux marchés avec plus de 10 GW d'actifs décentralisés en portefeuille.

1.4.6.2 Activités gazières

La stratégie gazière du groupe EDF vise à assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de plus de 6,6 millions de clients [1], de ses centrales de cogénération et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur le marché du gaz naturel en France. Il est aussi présent en Europe, principalement au travers d'Edison, d'EDF Energy et de Luminus. Depuis août 2017, Edison est devenue la plateforme gazière du Groupe via un contrat de services pour la gestion des actifs du Groupe [2].

EDF s'appuie également sur EDF Trading pour ses opérations à court terme relatives aux interventions sur les marchés de gros dans l'Union européenne, aux États-Unis et au Royaume-Uni.

L'optimisation des flexibilités du portefeuille d'actifs GNL d'EDF est gérée par JERA Global Markets, joint-venture entre EDF Trading Limited (33,33 %) et JERA Trading International Pte (66,67 %).

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2024, les portefeuilles aval de clients s'établissent ainsi :

- France (EDF et Électricité de Strasbourg) : environ 2,6 millions de clients (des particuliers aux grands comptes) pour un volume vendu d'environ 51,5 TWh ;
- Italie (Edison) : environ 1,1 million de clients, pour un volume vendu d'environ 68,6 TWh ;
- Royaume-Uni (EDF Energy [3]) : environ 2,2 millions de clients, pour un volume vendu d'environ 32,3 TWh ;
- Belgique (Luminus) : environ 0,7 million de clients, pour un volume vendu d'environ 13,5 TWh.

(1) Les clients sont décomptés fin 2024 en nombre de sites de livraison.
(2) Voir la section 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison ».
(3) Hors Irlande du Nord.

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

Sources d'approvisionnement

En Europe, l'approvisionnement en gaz et GNL (gaz naturel liquéfié) du Groupe est réalisé :

- sur les marchés de gros gaziers à court et moyen terme ; et
- au travers d'un portefeuille diversifié de contrats long terme en provenance du Qatar, des États-Unis, de la mer du Nord, d'Afrique du Nord et de l'Azerbaïdjan.

Aux États-Unis, l'essentiel de l'approvisionnement provient des marchés de gros gaziers et est exporté sous forme de GNL via des contrats long terme de liquéfaction et de transport. Dans le reste du monde, des contrats spécifiques ont été conclus pour assurer la fourniture des centrales gaz du Groupe et la consommation des clients finaux.

Dans le but de maintenir sa part du marché, le Groupe optimise et diversifie son portefeuille d'approvisionnement en gaz à moyen et à long terme. EDF a notamment souscrit des contrats GNL à moyen et à long terme, principalement pour diversifier l'approvisionnement en gaz, accroître la flexibilité des livraisons et optimiser la capacité de regazéification dont il dispose dans le terminal méthanier de Dunkerque.

En mai 2023, Edison a engagé une procédure d'arbitrage contre Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA – London Court of International Arbitration) en raison du défaut de livraison de GNL en provenance des États-Unis.

Infrastructures

Gazoducs et terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

Outre des droits de capacité de transport variés sur le réseau européen, le groupe EDF participe, à travers sa filiale Edison, à des projets d'infrastructures d'importation de gaz [1].

Afin de servir la stratégie gaz du Groupe, EDF est le principal *shipper* utilisant à long terme le terminal méthanier de Dunkerque.

Par l'intermédiaire d'Edison, EDF a accès à 80 % de la capacité de regazéification du terminal *offshore* de Rovigo, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an qu'il utilise pour importer du GNL du Qatar.

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans le terminal de Zeebrugge (Belgique) et sur le site de Piombino (Italie).

GNL à petite échelle

Edison a mis en place la première chaîne intégrée d'approvisionnement en GNL à petite échelle en Italie, dans le but de fournir du GNL aux secteurs des transports terrestres et maritimes lourds [1], et de contribuer à réduire les émissions de CO_2 de ces segments difficiles à décarboner. Edison a achevé la construction d'un premier dépôt côtier à Ravenna dont l'activité de commercialisation a débuté en 2021 et qui dispose d'une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an (Edison a un droit d'utilisation de 85 %). L'approvisionnement en GNL du dépôt est assuré par un petit méthanier dédié (*small scale*). Edison étudie également la possibilité de construire un second centre de stockage dans le sud de l'Italie (Brindisi).

Stockage

En Allemagne, le groupe EDF détient un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. EDF dispose d'un volume utile d'environ 180 millions de mètres cubes. Les installations de surface sont exploitées en joint-venture (50/50) avec EnBW.

Concernant les activités de stockage du Groupe en Italie et au Royaume-Uni, voir respectivement les sections 1.4.5.2.3.5 « Activités régulées – Stockage de gaz » et 1.4.5.1.2.3 « La production thermique et stockage gaz ».

En 2024, Edison a signé un accord avec SNAM pour la vente de l'intégralité d'Edison Stoccaggio.

Le Groupe dispose par ailleurs de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

1.4.6.3 L'activité Hydrogène d'EDF

Le groupe EDF est présent sur le marché de l'hydrogène et ses dérivés et a pour ambition de devenir à l'horizon 2035 un leader mondial des fournisseurs d'électricité (renouvelable, nucléaire ou de réseau bas carbone) [2] pour les projets d'hydrogène électrolytique et *e-fuels* bas carbone ainsi qu'un leader européen des producteurs d'hydrogène électrolytique bas carbone.

La production d'hydrogène bas carbone au service de la décarbonation des secteurs de l'industrie et du transport

Le développement d'une activité hydrogène qui vise à accompagner la décarbonation des usages dans l'industrie et le transport s'inscrit dans la stratégie du Groupe. En complément de l'électrification directe, le développement de l'hydrogène bas carbone jouera en effet un rôle essentiel pour atteindre la neutralité carbone, notamment pour décarboner en profondeur les process industriels tels que la chimie (production d'ammoniac et de méthanol), le raffinage et la sidérurgie.

L'hydrogène bas carbone produit à partir d'électrolyse de l'eau a également un rôle majeur à jouer pour décarboner la mobilité lourde. Dès aujourd'hui, il peut contribuer à décarboner des écosystèmes territoriaux (bus, bennes à ordure, camions et trains dans les zones non électrifiées…). À l'avenir, les dérivés de l'hydrogène (e-carburants) permettront de décarboner les transports aérien et maritime.

Le groupe EDF dispose de solides atouts pour se positionner largement dans la chaîne de valeur de l'hydrogène

- **L'expertise**

EDF peut s'appuyer sur son expertise dans l'hydrogène électrolytique, développée de longue date à la R&D d'EDF dans le cadre de sa politique d'innovation. Les premiers travaux de la R&D ont en effet été engagés dès les années 1970. De plus, l'hydrogène électrolytique est, depuis 2003, au cœur de l'expertise développée par EIFER [3] ainsi que sur la plateforme de test des électrolyseurs mise en service depuis 2020 sur le site d'EDF R&D, EDF Lab Les Renardières.

En 2018, EDF a pris une participation dans le fabricant français d'électrolyseurs McPhy afin de renforcer l'expertise industrielle du Groupe.

En 2019, EDF a créé Hynamics. Cette filiale, détenue à 100 %, commercialise des solutions de décarbonation par de l'hydrogène pour les segments de l'industrie et du transport lourd. Forte de son modèle investisseur et exploitant/mainteneur, elle offre des solutions clé en main sur le territoire français et, plus généralement, en Europe.

En 2021, EDF a pris une participation dans le fonds d'investissement dédié à l'hydrogène Hy24.

- **Le positionnement dans la chaîne de valeur**

EDF se positionne en tant qu'investisseur, concepteur et opérateur d'usine à hydrogène électrique optimisée.

À l'amont, le groupe EDF peut s'appuyer sur son parc de production d'électricité bas carbone (parc nucléaire et renouvelable avec des actifs dans plus d'une vingtaine de pays), ses expertises d'ingénierie contractuelle et de management d'énergie, sa capacité à construire des projets intégrés, en optimisant par exemple le couplage entre production d'hydrogène et production d'électricité renouvelable dans les zones les plus favorables.

(1) Voir la section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz ».

(2) L'hydrogène est à ce jour fabriqué à plus de 95 % à partir d'énergies fossiles, ce qui génère du CO_2, d'où son appellation hydrogène « gris ». L'hydrogène (H_2) peut être créé soit à partir de méthane par vaporéformage, soit en scindant une molécule d'eau (H_2O) par électrolyse, c'est-à-dire avec un courant électrique. L'hydrogène est considéré soit comme « vert » lorsque l'électrolyse est générée par de l'électricité renouvelable, soit comme bas carbone, lorsqu'il est produit à partir d'électricité nucléaire. Par conséquent, l'hydrogène « vert » ou bas carbone présente une solution intéressante afin de décarboner les secteurs où l'électrification directe n'est pas possible. C'est le cas des industries du raffinage, de la chimie ou encore du transport lourd.

(3) EIFER est le centre de recherche commun d'EDF et du « Karlsruher Institut für Technologie » (KIT) en Allemagne.

Concernant la production d'hydrogène, le Groupe dispose déjà d'une expertise et d'une expérience opérationnelle grâce aux premiers projets développés et mis en service par Hynamics.

Sur les segments des dérivés/e-fuels [1], EDF se positionne en co-investisseur dans des consortiums de projets d'e-fuels mais ne prend pas de responsabilité opérationnelle directe dans la fabrication des dérivés et n'apporte pas d'expertise particulière dans ce domaine. EDF pourra également s'appuyer sur l'expertise des ingénieries du Groupe dans l'intégration de grands projets industriels et sur son expérience en termes de gestion de la sécurité industrielle et de développement de projets dans le respect de ses engagements RSE.

Le Groupe développe d'ores et déjà des projets et dispose d'un *pipeline* significatif de plusieurs dizaines de projets d'hydrogène électrolytique.

Projets hydrogène en France

Les projets pour l'industrie et la production de molécules de synthèse

En partenariat avec le groupe cimentier Holcim, l'IFP Énergies Nouvelles et Axens, le projet Take Kair vise à créer la première filière de production de kérosène de synthèse décarboné en France à partir de CO_2 biogénique capté et combiné avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, et dont la concertation publique préalable a été lancée en décembre 2024.

Deux autres projets d'Hynamics ont été sélectionnés dans le cadre du PIIEC hydrogène [2] et prénotifiés auprès de la Commission européenne. Il s'agit d'un projet avec le fabricant d'engrais LAT Nitrogen et d'un projet avec Domo Chemicals, deux des plus gros sites consommateurs d'hydrogène carboné de France situés respectivement sur la plateforme chimique de Ottmarsheim-Chalampé et au cœur de la vallée de la chimie lyonnaise.

Les projets de mobilité

Hynamics a été lauréate des appels à projet de l'ADEME mobilité [3] pour l'alimentation des bus de l'Agglomération de l'Auxerrois et du Grand Belfort.

Ainsi, à Auxerre, Hynamics et Transdev ont inauguré l'un des plus grands sites de production et de distribution d'hydrogène renouvelable en France. D'une capacité de 1 MW, la station AuxHYGen peut produire jusqu'à 400 kg d'hydrogène vert par jour par électrolyse de l'eau, permettant d'éviter l'émission de 2 200 tonnes de CO_2 chaque année. À horizon 2026, l'installation permettra d'alimenter les TER hydrogène de SNCF Voyageurs qui seront déployés en région Bourgogne-Franche-Comté. La station de production et de distribution du Grand Belfort de 1 MW a également été inaugurée début 2024.

Le 13 septembre 2022, le projet Mob'HyZEE a figuré parmi les lauréats du programme de financement « *Connecting Europe Facility Transport* » de la Commission européenne. Le projet de stations hydrogène, porté par Hynamics, sera subventionné à hauteur de 10,2 millions d'euros pour un investissement total de près de 40 millions d'euros. Il permettra de renforcer le développement d'infrastructures de distribution d'hydrogène bas carbone en France sur un axe nord-sud, grâce à une station située à Dunkerque, deux stations en région parisienne et une station à Cannes qui seront mises en service d'ici fin 2025.

Projets hydrogène en Allemagne

Le projet Hyscale100 de production de carburants de synthèse a été prénotifié en 2022 par l'État allemand à la Commission européenne dans le cadre de l'appel à projets PIIEC H2. Il prévoit le déploiement de plusieurs centaines de MW d'électrolyse d'ici 2030 pour répondre aux besoins en hydrogène bas carbone de l'industrie allemande.

Projets hydrogène au Royaume-Uni

EDF Renewables UK et Hynamics ont annoncé en 2022 leur intention d'investir de manière significative dans l'opération de Teesside. Ils soutiennent ainsi les ambitions des gouvernements locaux et nationaux pour régénérer la vallée de la Tees en investissant dans la décarbonation. « Tees Green Hydrogen » est un projet pionnier qui fournira aux usages industriels locaux de l'hydrogène pour soutenir les efforts de décarbonation. « Tees Green Hydrogen » est ainsi lauréat de l'Hydrogen Production Business Model lancé par l'État britannique dans le cadre de son Net Zero Hydrogen Fund. Dans sa phase initiale, l'électrolyseur aura une taille de 7,5 MW, mais il est conçu pour pouvoir évoluer jusqu'à 300 MW d'ici 2030. En attente également de l'attribution de subventions nationales, Hynamics UK et l'énergéticien irlandais ESB ont signé en octobre 2024 un accord pour le développement d'un électrolyseur pour la décarbonation de l'industrie sur le port de Barry, au Pays de Galles.

Projets hydrogène en Italie

Plusieurs projets de production d'hydrogène électrolytique sont en cours de développement par Edison en Italie (voir la section 1.4.5.2 « Italie »).

Projets hydrogène hors Europe

Avec une implication forte d'EDF Renouvelables et de la Direction Internationale, le Groupe avance également sur des projets hors Europe, combinant énergies renouvelables et production d'hydrogène à l'international, notamment en Amérique du Nord, du Sud et au Moyen-Orient, tant pour les exports vers l'Asie, l'Europe et/ou que pour leurs marchés locaux. Ces zones géographiques présentent un potentiel important de développement avec des conditions particulièrement favorables pour les énergies renouvelables.

1.4.6.4 Optimisation et *trading* : EDF Trading

Interface du groupe EDF avec les marchés de gros de l'énergie, EDF Trading (EDFT) propose des services d'optimisation et de gestion des risques au Groupe ainsi qu'à des tiers. La société intervient en Europe, en Amérique du Nord et en Asie, sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du GPL (gaz de pétrole liquéfié). EDFT propose également des produits financiers pétroliers et environnementaux aux contreparties et aux clients. EDF Trading est présent sur les marchés du GNL (gaz naturel liquéfié), du charbon et du fret associé par l'intermédiaire de JERA Global Markets en partenariat avec le japonais JERA.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La société emploie environ 800 salariés dans le monde. Ses activités sont soumises à l'Autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la Financial Conduct Authority.

Par ailleurs, EDF Trading fournit une gamme complète de services liés aux marchés de gros à la Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading* (voir la section 1.4.3 « Activités d'optimisation en France ») et à la Direction Commerce en France. Il propose également l'accès aux marchés à d'autres entités du groupe EDF.

Le marché européen de l'électricité

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros de l'électricité en Europe avec un volume d'échanges de 1 215 TWh chaque année. La société fournit une gamme complète de services de gestion des risques aux exploitants d'actifs du groupe EDF en Europe ainsi qu'à des tiers. Son rayonnement géographique et son volume d'activité lui permettent de s'adapter rapidement aux évolutions du marché, de développer de nouvelles activités et de tirer parti des opportunités de marché le cas échéant.

Le marché japonais de l'énergie

EDF Trading a commencé le trading physique de l'électricité japonaise en 2023, après avoir ouvert un bureau à Tokyo. Il prévoit de continuer à développer le *trading* physique et financier en suivant les évolutions du marché japonais de l'électricité.

(1) Des carburants de synthèse (également dénommés e-carburants ou e-fuels) comme l'e-méthanol, l'e-ammoniac ou l'e-kérosène peuvent être produits à partir d'hydrogène ; leur utilisation est de plus en plus largement envisagée pour contribuer à décarboner les transports maritime et aérien.
(2) PIIEC : Projets importants d'intérêt européen commun.
(3) ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

Le marché européen du gaz

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe avec un volume d'échanges d'environ 958 milliards de mètres cubes par an [1]. La société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment les capacités de transit, les contrats de fourniture de long terme ainsi que les capacités de regazéification et de stockage. EDF Trading est donc en mesure de fournir au groupe EDF, et aux tiers, des solutions complètes sur le marché de gros du gaz.

Les marchés de gros nord-américains

Leader sur les marchés de gros de l'énergie en Amérique du Nord où il bénéficie d'une présence géographique étendue, EDF Trading North America propose des solutions aux contreparties et aux clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique nord-américaine. Il offre des solutions de gestion de l'énergie, l'approvisionnement en gaz naturel et des services de dispatch en temps réel pour les producteurs d'électricité aux États-Unis. EDF Trading North America est l'un des principaux fournisseurs de services d'optimisation et d'accès aux marchés aux centrales aux États-Unis avec un portefeuille de contrats correspondant à 28 GW pour plus de 120 centrales détenues par des producteurs d'électricité tiers [1]. Pour les agrégateurs d'énergie de détail, la société fournit des services d'approvisionnement sur le marché de gros ainsi que des services d'interface avec les ISO (*Independent System Operators)* dans différents États nord-américains.

Les produits environnementaux

EDF Trading est engagé sur le marché des produits environnementaux. En cohérence avec la raison d'être d'EDF, il propose une large gamme de produits de couverture multi-commodité répondant aux objectifs de décarbonation du groupe EDF et de tiers dans le monde. EDF Trading intervient sur les marchés du carbone (marché européen réglementé et marché volontaire), des garanties de certificats d'origine en Europe, des certificats d'énergie renouvelable aux États-Unis et des certificats internationaux d'énergie renouvelable dans le reste du monde. Il est par ailleurs un fournisseur reconnu de produits de gestion des risques sur le marché européen de la météorologie et est également présent sur le marché des combustibles verts négociés.

Les marchés internationaux

EDF Trading intervient sur le marché de gros mondial du GNL par l'intermédiaire de son partenariat avec JERA, la société japonaise de services publics. EDF Trading détient une participation de 33 % dans JERA Global Markets, l'un des principaux négociants d'énergie par voie maritime.

1.4.6.5 Autres participations

EDF Trading Logistics

EDF Trading Logistics assure le rôle d'agent du groupe EDF pour les achats de fioul et biomasse solide et liquide. Il organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul, biomasse solide et liquide et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du Groupe en France métropolitaine continentale, en Corse et Outre-mer, en étroite collaboration avec la DOAAT, EDF PEI et SEI [2]. Il contrôle les terminaux charbonniers des ports du Havre et de Montoir-de-Bretagne. Il a géré en 2024, la livraison de près de 917 000 tonnes de fioul et 273 000 tonnes de biomasse liquide.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise au Groupe pour ce qui concerne la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses) qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001 renouvelée le 4 novembre 2022 avec un audit de suivi le 3 octobre 2024. Il intervient également dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

1.5 Recherche et développement (R&D), brevets et licences

Les activités de R&D du groupe EDF sont portées par la Direction Recherche et Développement d'EDF (EDF R&D) ainsi que par certaines filiales. Ces activités sont complémentaires et s'inscrivent dans la raison d'être du Groupe et les orientations stratégiques du projet d'entreprise « Ambitions 2035 ». Un dispositif de coordination des activités (« Charte R&D ») a été établi au niveau du Groupe.

La R&D du groupe EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre métiers. Les compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes.

La R&D d'EDF compte 1 842 collaborateurs en France auxquels s'ajoutent 140 thésards et 91 alternants de 49 nationalités différentes. Elle emploie également 266 salariés à l'international à travers des contrats locaux et 16 expatriés.

EDF R&D est organisée autour de plusieurs sites situés en France et à l'international, principalement en Allemagne, au Royaume-Uni, en Italie, aux États-Unis, en Chine et à Singapour. Le centre d'implantation principal est situé à Palaiseau, sur le campus Marcel Boiteux de Paris-Saclay.

La R&D du groupe EDF a pour mission principale d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe en apportant son expertise de haut niveau, ses capacités d'expérimentation et de simulation performantes. Elle contribue également à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

Ces axes de recherche s'articulent autour de cinq axes stratégiques dont les quatre premiers sont ceux du projet d'entreprise « Ambition 2035 » :

- accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone ;
- produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables ;
- développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique ;
- accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique ;
- accélérer la transformation digitale.

En 2024, le budget total du groupe EDF en R&D s'est élevé à 752 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 533 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre, principalement Framatome, Enedis, EDF Energy et Arabelle Solutions. Il s'agit de l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens mondiaux. En France, l'intégralité des budgets d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

1.5.1 Programmes de la R&D

La R&D du groupe EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle recherche des solutions technologiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel leader mondial des systèmes électriques décarbonés.

Les travaux de recherche sur les réseaux pour le compte d'Enedis sont réalisés dans le cadre d'un contrat de prestations de services. Il fixe les obligations permettant de garantir la protection des informations commercialement sensibles et le respect du principe d'indépendance de gestion du distributeur. Enedis mène, par ailleurs, un programme propre de R&D, indépendamment d'EDF.

(1) Données 2023.
(2) Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading*, EDF Production Électrique Insulaire, Systèmes Énergétiques Insulaires.

1.5.1.1 Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone

L'objectif d'atteinte de la neutralité carbone à horizon de 2050 et la crise énergétique de 2022, liée au conflit ukrainien, ont conduit à renforcer les travaux en faveur de l'électrification des usages des clients et de l'utilisation optimale des gisements de flexibilité.

La R&D d'EDF appuie et accompagne les entités en charge des clients particuliers, entreprises, industries et collectivités locales pour :

- contribuer à l'électrification des usages et développer des services d'efficacité énergétique pour l'industrie, le tertiaire, les collectivités locales et le résidentiel ;
- développer des services de mobilité électrique, batteries, hydrogène et *e-fuels* ;
- anticiper les impacts de l'intégration massive de nouvelles technologies (nouveaux usages, moyens de production décentralisés) sur les systèmes électriques ;
- accompagner les évolutions des métiers du Groupe face aux transformations du secteur électrique et de l'organisation des marchés.

1.5.1.2 Produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables

Dans le domaine de la production centralisée, nucléaire, hydraulique, autres renouvelables (éolien, éolien en mer, photovoltaïque…) et thermique, la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour :

- améliorer la sûreté des moyens de production ;
- optimiser leur durée de fonctionnement ;
- accroître leurs performances de production et environnementale.

1.5.1.2.1 Conforter et pérenniser la production nucléaire à très basse empreinte carbone

EDF

La R&D travaille à protéger le patrimoine industriel d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations. Elle vise à développer leurs performances et à étendre leur durée de fonctionnement au-delà de 60 ans.

Pour soutenir ces programmes, la R&D développe des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux. Elle conçoit également les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication.

La R&D poursuit le développement de démarches numériques en privilégiant une collaboration partenariale forte avec les autres acteurs de la filière nucléaire.

En complément, la R&D d'EDF développe des codes de calcul nucléaire, mécanique, hydraulique et thermo-hydraulique à haute valeur ajoutée.

Framatome

La R&D de Framatome vise à maîtriser les technologies les plus avancées de manière à atteindre les standards les plus élevés de sûreté et de performance pour ses activités de concepteur et de fournisseur de chaudières nucléaires, d'équipements et de services nucléaires, ainsi que de combustibles.

Cette R&D est principalement réalisée au sein des équipes de développement et des centres techniques de Framatome en collaboration avec la R&D d'EDF. Des collaborations à l'international sont également actives.

1.5.1.2.2 Appui au développement des énergies renouvelables bas carbone, stockage et hydrogène bas carbone

L'appui au développement des énergies renouvelables bas carbone en France et à l'international constitue un axe fort de recherche pour la R&D d'EDF. S'agissant des énergies renouvelables, du stockage et de l'hydrogène bas carbone et ses dérivés, les travaux ont pour objectif :

- d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs ;
- de contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique, industriel et les start-up.

Les énergies renouvelables bas carbone, les technologies de l'hydrogène bas carbone et les solutions de stockage étudiées par EDF sont multiples. Il s'agit notamment de l'hydraulique, du photovoltaïque, de l'éolien terrestre et en mer, de la biomasse, des batteries électrochimiques, de la chaleur renouvelable, etc.

Dans le domaine de l'éolien en mer, la R&D développe des outils de modélisation spécifiques pour le dimensionnement hydrodynamique et mécanique des éoliennes en mer posées et flottantes.

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables, de stockage et de systèmes de production d'hydrogène par électrolyse alimentés par de l'électricité bas carbone du groupe EDF.

1.5.1.2.3 Performance environnementale des ouvrages

Le changement climatique, la baisse marquée de la biodiversité et les ressources limitées de la planète nécessitent de développer un mix énergétique bas carbone. Les actions de la R&D d'EDF ont pour objectif de :

- contribuer à établir les modalités de mise en œuvre des évolutions de la réglementation ;
- justifier que les installations de production d'EDF sont au niveau des meilleures techniques disponibles (MTD) à un coût économiquement acceptable et valoriser ces MTD dans les nouveaux projets ;
- connaître et maîtriser les impacts d'EDF sur les milieux aquatiques et terrestres ;
- savoir anticiper et s'adapter aux impacts du changement climatique, par exemple prévoir l'évolution de la disponibilité et de la qualité de la ressource en eau dans les territoires et évaluer la robustesse des sources froides des centrales au regard de ces évolutions ;
- contribuer à valoriser les actions positives d'EDF auprès des parties prenantes, y compris dans les territoires.

1.5.1.3 Développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique

La transition énergétique vers une économie décarbonée en Europe repose sur une forte intégration d'énergies renouvelables bas carbone variables et décentralisées, en particulier sur le réseau de distribution. Cette intégration nécessite le développement de systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids*, afin d'être en capacité de gérer un système électrique plus décentralisé, avec un nombre d'acteurs beaucoup plus importants. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires. Cela implique de relever de nouveaux défis tels que :

- développer les réseaux de transport et d'interconnexion à la maille européenne et renforcer le couplage des marchés de gros européens pour optimiser les flux d'électricité ;
- gérer la variabilité des sources de production issues d'énergies renouvelables bas carbone et repousser leurs limites d'insertion dans les systèmes électriques, notamment les réseaux des territoires isolés, tant en matière de gestion des flux d'énergie locaux que de stabilité du réseau ;

- intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant le mix de production et les besoins en réseaux et en explorant les leviers de flexibilité et leur structuration ;
- optimiser les systèmes énergétiques décentralisés (demande active, production et stockage décentralisés, etc.) en les intégrant dans les systèmes énergétiques à plus grande échelle et en toute sécurité ;
- adapter le pilotage des systèmes électriques pour faire face à une diminution de leur inertie dans un contexte de recours croissant à l'électronique de puissance pour le raccordement des usages et des nouvelles sources de production.

Ces travaux nécessitent de travailler à la fois sur les matériels du réseau de transport et de distribution, les moyens de production et de stockage, leurs fonctionnalités et protocoles de communication, sur les matériels et modalités de pilotage, sur l'économie des usages et des services électriques et les marchés associés.

1.5.1.4 Accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique

Le développement des énergies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque) et des usages de l'électricité (véhicules électriques, pompes à chaleur, H_2...) dans les systèmes électriques modifie la gestion de l'équilibre entre la production et la consommation des systèmes électriques. Sachant que la production et la consommation doivent être équilibrés à chaque instant, il est nécessaire de disposer de leviers de flexibilité à la hausse et à la baisse du côté de la production et de la consommation pour faire face aux variations des injections et soutirages qu'elles soient prévisibles ou incertaines.

Dans ce contexte, les travaux de la R&D ont pour objectif de :

- développer les modèles de prévision de production ENR et de demande à différents horizons de temps ;
- anticiper les besoins de flexibilité des systèmes électriques dans le futur en développant les modélisations de systèmes électriques décarbonés intégrant une représentation fine des contraintes techniques sur la production, la consommation et les réseaux ainsi que l'impact des aléas météo-climatiques sur la gestion du système électrique ;
- développer les leviers de flexibilité sur les moyens de production existants, les solutions de stockage d'énergie et les systèmes de pilotage adaptés ;
- développer les flexibilités des usages (*smart charging*...). et définir notamment l'algorithmie nécessaire au pilotage de cette flexibilité ;
- développer les outils de gestion prévisionnelle de l'équilibre offre-demande et d'optimisation au plus proche du temps réel des flexibilités sur les marchés en support des entités en charge de l'optimisation et du *trading* ;
- identifier les modèles d'affaires liés à la valorisation de la flexibilité et élaborer les offres tarifaires associées.

1.5.1.5 Accélérer la transformation digitale

La transition digitale impacte l'ensemble du système électrique. Elle est un levier essentiel des transitions électrique et climatique décrites précédemment. Les recherches en technologies de l'information s'attachent à :

- comprendre et anticiper les impacts pour les métiers du Groupe et les ruptures possibles provoquées par des technologies en plein essor comme l'intelligence artificielle (IA), l'informatique quantique, l'Internet des objets (IoT), les réseaux mobiles dont la 5G et les satellites, la cybersécurité des systèmes industriels, les *blockchains*, la réalité virtuelle, etc. ;
- maintenir et développer un écosystème transverse de calcul scientifique de haute performance au service des études conduites par EDF R&D et les ingénieries.

1.5.1.6 Les partenariats scientifiques d'EDF R&D et l'international

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D noue de nombreux partenariats scientifiques tant en France qu'à l'international. Les objectifs sont d'accéder au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux du groupe EDF, de compléter ses champs de compétences internes et d'orienter la recherche académique sur des travaux de R&D à enjeux pour le groupe EDF.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes tant au niveau national qu'international :

France

La R&D a mis en place des accords-cadres avec les grands organismes publics de recherche. Les principaux partenaires académiques sont le CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives), le CNRS (Centre national de la recherche scientifique), ainsi que les organismes nationaux de recherche tels que l'INRAE (l'Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement), l'IFP Énergies Nouvelles, le BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières), l'INRIA, le CSTB (Centre scientifique et technique du bâtiment) et l'IFREMER (Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer).

La R&D a également mis en place depuis plusieurs années une vingtaine de laboratoires communs et d'équipes communes avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels tels que HYNES (eau et environnement) ou encore SEIDO Lab (Laboratoire dédié à l'Internet des objets).

En outre, des accords-cadres de partenariats existent avec différents acteurs industriels et/ou académiques.

Par ailleurs, plusieurs partenariats s'insèrent dans l'écosystème du Campus de Paris-Saclay comme :

- le groupement d'intérêt scientifique SEISM sur le séisme (GIS SEISM) qui associe CentraleSupélec, l'École Normale Supérieure Paris-Saclay, le CNRS, le BRGM et EDF ;
- l'Unité mixte de recherche IMSIA (Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles) associant l'ENSTA (École nationale supérieure de techniques avancées), le CNRS, le CEA et EDF.

La R&D est aussi présente au sein d'Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir. Il s'agit notamment de l'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF), France Énergies Marines sur les énergies de la mer et l'éolien en mer, Efficacity sur l'efficacité énergétique, Supergrid Institute sur les réseaux électriques du futur.

Enfin, EDF est membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia (Nuclear generation II & III alliance) et SNETP (Sustainable nuclear energy technology platform) pour le nucléaire ou EASE (European association for storage of energy) pour le stockage.

Allemagne

Depuis le début des années 2000, EDF a créé EIFER, un Groupement européen d'intérêt économique en Allemagne avec le Karlsruhe Institute of Technology (KIT). EIFER est le centre de référence dans le domaine de l'hydrogène et des e-carburants. Les équipes d'EIFER sont également pleinement mobilisées sur les thématiques liées aux systèmes énergétiques locaux décentralisés et à l'analyse de l'évolution du marché de l'énergie allemand.

Royaume-Uni

EDF R&D UK Center consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique. Il collabore notamment avec l'université de Strathclyde dans le domaine des renouvelables ainsi qu'avec l'université de Manchester, l'Imperial College, le National Nuclear Laboratory (NNI) ou l'université de Bristol dans le domaine du nucléaire.

Le centre est un appui direct pour le développement des activités d'EDF que ce soit dans :

- le domaine du nucléaire existant (extension de durée de vie des réacteurs AGR *(Advanced gas-cooled reactor)* et déconstruction avec l'annonce de la fermeture programmée de plusieurs réacteurs ;
- les nouveaux projets tels que le projet Hinkley Point C ;
- les réacteurs de génération 4.

Le centre est également pleinement mobilisé dans le *digital clients* ou les projets éoliens *offshore*.

Italie

En Italie, la Direction *Research, Development & Technological Innovation* (RD&TI) d'Edison soutient à moyen et à long terme la stratégie et, à plus court terme, le développement de nouveaux services et offres d'Edison. Les équipes et les laboratoires sont essentiellement localisés dans des espaces d'innovation des deux « *Politecnici* » italiens (Milan et Turin). Cela favorise les coopérations et ancre Edison RD&TI dans le monde de la recherche et de l'innovation en Italie.

Asie

Le centre, basé à Pékin, est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille des partenaires (tels que CGN (China General Nuclear Power Corporation), CNNC (China National Nuclear Corporation) ou State Grid (acteur du réseau de transport et de distribution) portant sur les réseaux intelligents ou les installations nucléaires. Il bénéficie également de l'écosystème chinois très avancé en matière de méthodes innovantes de construction (digital, fabrication additive [1]…). Le centre est également actif en soutien aux activités commerciales d'EDF China dans le domaine des systèmes locaux multi-énergies alliant électricité, biomasse, hydrogène, réseaux de chaleur et de froid.

À Singapour, le centre de R&D se consacre plus particulièrement à l'industrialisation des solutions de *micro-grids* à coût compétitif et à l'énergie renouvelable, élaborées et testées avec son démonstrateur sur l'île de Semakau au large de Singapour. Le centre est également impliqué avec des partenaires académiques et industriels locaux sur :

- les études de faisabilité d'interconnexions électriques dans la sous-région d'Asie du Sud-Est ;
- des projets de mobilité électrique à Singapour ;
- des projets de génération d'hydrogène vert dans une plaque industrielle.

États-Unis

Le Groupe dispose depuis plusieurs années d'un centre de R&D, installé dans la Silicon Valley. Il accompagne le développement aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le Groupe. Les domaines d'activité de ce laboratoire couvrent notamment :

- l'appui direct à la filiale du groupe EDF Renewables North America ;
- le *market design* pour éclairer les choix des projets de développement des entités métiers du Groupe aux États-Unis ;
- l'évaluation de nouveaux modèles d'affaires pour le Groupe aux États-Unis.

1.5.2 Politique de propriété intellectuelle

La propriété intellectuelle joue un rôle clé dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences. Le renforcement du portefeuille de brevets est donc prioritaire avec pour objectif de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué de brevets ainsi que de logiciels et de savoir-faire enregistrés par un huissier.

Fin 2024, le portefeuille d'EDF SA et d'Enedis comprend 783 innovations brevetées et protégées par 2 172 titres de propriété en France et à l'étranger. Celui de Framatome comprend 543 innovations brevetées protégées par environ 3 100 titres. En 2024, EDF a déposé 58 demandes de brevets (60 en 2023) et Framatome 29 (32 en 2023).

(1) La fabrication additive, plus communément appelée « impression 3D », désigne l'ensemble des procédés permettant de fabriquer, par ajout de matière, un objet physique à partir d'un objet numérique.

2.

Facteurs de risques et cadres de maîtrise

2.1	**Gestion des risques et maîtrise des activités**	**108**
2.1.1	Environnement de contrôle	108
2.1.2	Principes de mise en œuvre	109
2.1.3	Les principaux programmes de maîtrise des activités	111
2.2	**Risques auxquels le Groupe est exposé**	**116**
2.2.1	Risques liés à la performance opérationnelle	118
2.2.2	Risques spécifiques aux activités nucléaires	130
2.2.3	Régulation des marchés, risques politiques et juridiques	135
2.2.4	Risques financiers et de marché	141
2.2.5	Transformation du Groupe et risques stratégiques	147

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités

Cette section présente les dispositifs de maîtrise des activités et de gestion des risques s'appliquant au Groupe pour l'année 2024. Ces dispositifs, élaborés et mis en œuvre dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau, s'inscrivent dans le cadre défini par le corpus des politiques Groupe.

Ils obéissent également aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF du 22 juillet 2010 relatif à la gestion des risques et au contrôle interne. Ils s'appuient sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO-2013.

2.1.1 Environnement de contrôle

Cadre et finalités

Le groupe EDF organise la maîtrise des activités et des risques autour d'une quarantaine de politiques Groupe, validées et signées par le Comité exécutif. Ce corpus définit l'ensemble des exigences pérennes et transverses à mettre en œuvre dans les entités et filiales contrôlées du Groupe. Des mises à jour régulières permettent d'adapter les exigences aux évolutions réglementaires ou aux orientations stratégiques. Elles s'inscrivent pleinement dans la raison d'être du Groupe.

Le dispositif de maîtrise des activités et des risques du Groupe, défini dans la politique Groupe « Principes de fonctionnement, maîtrise des risques et contrôle interne » a pour finalités :

- **d'identifier et réinterroger périodiquement le panorama des risques majeurs et opportunités susceptibles** d'impacter les objectifs du Groupe, afin de s'assurer de l'existence de plans d'action pertinents et efficaces ;
- **d'assurer en permanence :**
  - la conformité aux lois et règlements, y compris ceux relatifs à l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau,
  - le bon fonctionnement des processus et des projets,
  - la fiabilité des informations financières et extra-financières,
  - le respect des politiques Groupe,
  - la maîtrise des activités et des risques de toute nature.

Organisation

L'organisation de la Direction Générale d'EDF est définie en section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ». Chaque membre du Comité exécutif a la responsabilité de déployer toutes les actions nécessaires à la maîtrise des risques de son périmètre.

Conseil d'administration

Comité des risques et de l'audit du Conseil

Comité exécutif

Comité des Risques

Comité des engagements du Comité exécutif

Le Conseil d'administration

Le Conseil d'administration examine régulièrement en lien avec la stratégie qu'il a définie les opportunités et les risques ainsi que les mesures prises en conséquence.

Le Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration

Le Comité des risques et de l'audit a pour mission de suivre, sous la responsabilité du Conseil d'administration, l'efficacité des systèmes de contrôle interne, de gestion des risques et d'audit interne. Quant aux risques liés aux engagements nucléaires de long terme, ils sont spécifiquement suivis par le Comité de suivi des engagements nucléaires.

Le Comité des engagements du Comité exécutif

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements et/ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »).

Le Comité des risques du Comité exécutif

Le Comité exécutif se réunit au moins deux fois par an en configuration Comité des risques. Il examine notamment la cartographie des risques du Groupe, le bilan des activités du contrôle interne et les activités d'audit (programme annuel, résultats). Il identifie les risques prioritaires du Groupe, partage leur stratégie de traitement et désigne les membres du Comité exécutif qui en sont les « *sponsors* ».

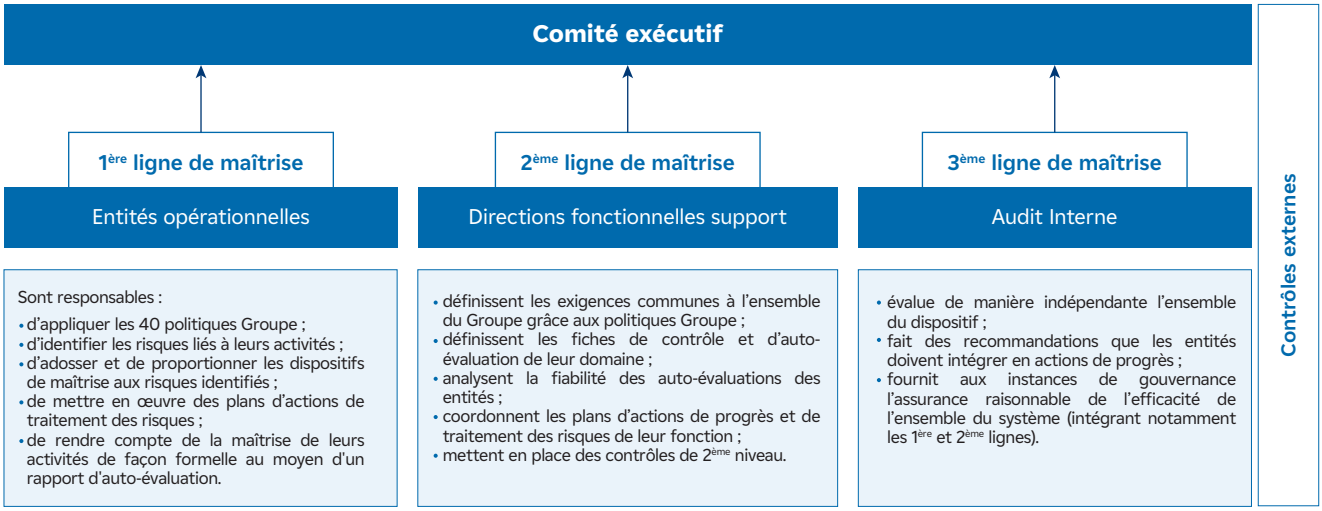
Périmètre

Concernant le périmètre contrôlé (hors filiales gestionnaires d'infrastructures régulées), ces finalités et principes sont mis en œuvre par les entités ou filiales, qui s'assurent elles-mêmes de leur mise en œuvre dans les entités ou filiales qu'elles contrôlent.

Concernant les filiales gestionnaires d'infrastructures régulées et les autres participations significatives, les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance s'assurent de la mise en place d'un dispositif de maîtrise des activités et des risques, d'une information régulière sur la cartographie des risques, le contrôle interne et les activités d'audit (programme et principaux résultats). Ils peuvent également s'assurer de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit d'entité périodique. Les principes applicables font l'objet d'une adaptation pour les gestionnaires d'infrastructures régulées afin de garantir le respect des obligations relatives à leur indépendance de gestion.

2.1.2 Principes de mise en œuvre

L'ensemble du dispositif fondé sur les trois lignes de maîtrise permet d'apporter aux dirigeants et aux instances de gouvernance du Groupe une garantie adaptée à l'identification et la couverture des principaux risques.



1re ligne de maîtrise : conduite des opérations

Rapport de maîtrise des activités et des risques des entités

Chaque entité du Groupe (53 entités en 2024, couvrant le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel de maîtrise de ses activités et de ses risques, comprenant une autoévaluation portant sur les éléments du référentiel de contrôle interne. Chaque rapport donne lieu à un engagement validé du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et un plan d'action.

Les autoévaluations des entités rendent compte de la maîtrise de leurs activités « métiers » et des exigences des domaines transverses mentionnées dans les politiques Groupe, en cohérence avec leur cartographie des risques. Ce rapport inclut notamment les autoévaluations de maîtrise des exigences relatives au contrôle interne comptable et financier, en cohérence avec le cadre de l'AMF (voir la section 2.1.3.5 « Fiabilité de l'information financière - contrôle interne comptable et financier »).

Cartographies des risques des entités

Les entités et filiales produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune au Groupe. La démarche de construction de la cartographie des risques des entités repose sur :

- le principe de responsabilité du management ;
- une typologie des risques incluant les risques de toutes natures, opérationnels, politiques et régulatoires, financiers ou stratégiques ;
- une méthode d'évaluation qualitative :
  - > de l'impact (évaluation multi-critères, incluant les conséquences internes et les conséquences externes des risques),
  - > de la probabilité,
  - > et du niveau de maîtrise de chaque risque ;
- des plans d'action de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité sous la responsabilité du management.

De nombreux échanges entre la Direction des Risques Groupe et les entités et filiales ont pour but de réinterroger la pertinence des risques, leur évaluation ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

Méthodes et outils : en appui de ces démarches, des documents méthodologiques et outils sont mis à disposition des entités et filiales :

- un guide méthodologique d'analyse de risques ;
- un référentiel de contrôle interne (guide de contrôle interne et trame détaillée d'autoévaluation) ;
- un progiciel nommé ICAR (basé sur l'outil Acuredge de la société Devoteam) permettant de rendre compte de leur cartographie des risques, leur autoévaluation de contrôle interne et du suivi de leurs plans d'action.

2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités

La deuxième ligne est composée des fonctions d'appui du Groupe en charge d'animer et de coordonner la mise en œuvre des politiques Groupe qu'elles portent.

Politiques Groupe (la liste ci-après décrit les thèmes couverts par les politiques et instructions associées)

- **Pilotage & Fonctionnement**
  - Principes de fonctionnement/maîtrise des risques et contrôle interne
  - Gouvernance des filiales et participations
  - Management de projet du groupe EDF
  - Gestion de crise et continuité d'activité
- **Politique Éthique & Conformité** et instructions associées
- **Sûreté & Sécurité**
  - Sûreté nucléaire
  - Sécurité du patrimoine face à la malveillance
- **Politique Responsabilité sociétale d'entreprise**
- **Ressources humaines**
  - Santé et sécurité
  - Rémunération et avantages sociaux
  - Talents
  - Experts
  - Développement des compétences en France
  - Mobilité Groupe
- **Politique Fournisseurs** et instruction associée
- **Immobilier & Services généraux**
  - Voyages Groupe
  - Immobilier tertiaire France
- **Politique Pilotage des risques juridiques du Groupe** et instructions associées
- **Finance & Marchés** et instructions associées
  - Pilotage de la performance économique et financière
  - Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers
  - Engagements
  - Risques marchés énergies
  - Fiscalité et douane
  - Assurances
  - Reporting comptable et financier et instruction associée
- **Communication**
  - Communication/relations institutionnelles/partenariats
  - Communication financière
- **Systèmes d'information & Transformation numérique**
  - Gouvernance des SI
  - Gestion de la donnée
  - Sécurité des SI

La filière « Risques, contrôle interne, crise » (RCIC) a été mise en place en 2024 en application d'une évolution de la politique « Principes de fonctionnement/maîtrise des risques et contrôle interne ». L'animation fonctionnelle de cette filière est assurée par le Directeur de la Direction des Risques Groupe. Elle comprend les représentants des domaines risques, contrôle interne, risques marchés, risques financiers et gestion de crise/continuité d'activité des entités, des filiales et de la DRG. La mission principale de la filière RCIC est de prescrire, conseiller, contrôler et animer la gestion des risques, du contrôle interne et des crises, à tous les niveaux du Groupe, dans une logique de subsidiarité et de responsabilité pour la mise en œuvre des actions.

Cartographie des risques Groupe

La cartographie des risques du Groupe comprend :

- des risques liés à la performance opérationnelle du Groupe ainsi qu'à la maîtrise de ses grands projets ;
- des risques spécifiques aux activités nucléaires du Groupe ;
- des risques associés au contexte politique et régulatoire et aux enjeux juridiques ;
- des risques financiers et de marchés ;
- des risques stratégiques, ou liés à la transformation du Groupe.

Ces risques sont décrits à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ». En complément, certains risques sont détaillés au chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance », en particulier les risques liés aux enjeux climatiques et environnementaux, au devoir de vigilance et à la santé et à la sécurité des personnes.

Sur la base des cartographies des risques et des rapports de maîtrise des activités élaborées par les entités et filiales du Groupe (1re ligne de maîtrise), complétés par des examens croisés avec la 2e ligne de maîtrise et avec la Direction de l'Audit interne, la Direction des Risques Groupe élabore la cartographie consolidée des risques majeurs. Cette cartographie, complétée par le bilan d'ensemble du contrôle interne, permet aux dirigeants et aux organes de gouvernance de disposer d'une vision consolidée, priorisée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle. Cette cartographie fait l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration après examen par le Comité des risques et de l'audit.

Articulation des démarches risques, CSRD et devoir de vigilance : La démarche multi-critères d'évaluation des risques, portant tant sur les conséquences internes qu'externes des risques, permet d'assurer une bonne cohérence entre la cartographie des risques du Groupe (voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »), le volet risques du Plan de vigilance (voir la section 3.6 « Plan de vigilance »), et les analyses de double matérialité (voir la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité »)

3e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe

La filière audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit interne du Groupe. En application d'une décision du Président-Directeur Général, l'animation de cette filière est assurée par le Directeur de l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit Interne (« DAi » rattachée au Secrétaire Général) et des équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères. Les relations entre la DAi et les équipes d'audit des gestionnaires d'infrastructures régulées, de même que leurs prérogatives respectives sont définies afin de garantir le respect du principe d'indépendance de gestion. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière. À fin 2024, la filière audit du Groupe est composée de l'ordre de 70 équivalents temps plein.

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

La DAi applique les normes internationales définies par l'Institute of Internal Auditors et en contrôle le respect.

Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte. Celle-ci rappelle les principes fondamentaux de l'audit, les modalités d'établissement du programme, la typologie des missions d'assurance qui lui sont confiées, ainsi que les devoirs des audités et des auditeurs. Elle comporte un code de déontologie applicable à la filière qui a pour but de promouvoir une culture éthique, et rappelle que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et la pratique de l'audit interne.

La DAi bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général. Elle rend compte des missions au Comité des risques et de l'audit qui donne un avis sur l'audit interne fondé sur les risques, prend connaissance de la réalisation des audits et vérifie l'adéquation entre la charge et les ressources dédiées à l'audit interne.

Les auditeurs sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales et évalués à la fin de chaque mission. Les processus de la DAi sur l'ensemble des activités (de la définition du programme d'audit jusqu'au suivi des plans d'action) susvisées sont décrits et pilotés. La filière audit interne se soumet régulièrement volontairement à une évaluation externe par un auditeur certifié. La dernière évaluation réalisée en 2024 a attesté que la fonction d'audit interne continue de respecter les normes internationales pour la pratique professionnelle de l'audit interne. Cette conformité est le résultat d'un suivi rigoureux des procédures d'audit, d'évaluations régulières et de l'intégration continue des meilleures pratiques recommandées.

Modalités de fonctionnement

La filière audit du Groupe effectue des audits des entités et des filiales contrôlées, des *business units*, des projets et des fonctions, politiques ou risques transverses. Ces audits comprennent l'examen de la robustesse du contrôle interne et sont effectués tous les trois à cinq ans selon leur significativité. La DAi est la seule entité compétente pour réaliser les audits transverses *corporate* de BU/projets alors que les Directions d'Audit des filiales effectuent uniquement les audits de leur périmètre.

Le programme d'audit est élaboré à partir de la cartographie des risques du Groupe, et s'intègre dans les axes stratégiques d'Ambitions 2035.

Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur management, font l'objet de plans d'action de leur part. Ces plans d'action sont transmis pour avis à la DAi, qui, par la suite, en assure le suivi, ce dernier commençant, au plus tard six mois après la diffusion du rapport d'audit.

Un rapport de synthèse semestriel récapitule en particulier, les principaux constats d'audit *corporate* et le suivi des plans d'action. Il donne également une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté par la DAi au Président-Directeur Général, au Comité exécutif, puis au Comité des risques et de l'audit et au Conseil d'administration.

Les contrôles externes

Le groupe EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue par l'État, EDF est également soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs économiques et financiers de l'Inspection des finances et des Commissions des affaires économiques ou de Commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Leur rapport sur les comptes annuels inclut les vérifications sur les informations sur le gouvernement d'entreprise requises par les articles L. 225-37 alinéa 6 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles, en France, par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

2.1.3 Les principaux programmes de maîtrise des activités

Les programmes de maîtrise des activités sont mis en place pour sécuriser l'atteinte des exigences énoncées dans les politiques Groupe validées en Comité exécutif (voir encadré de la section 2.1.2 « Risques liés à la performance opérationnelle ») et sélectionnés en fonction des risques majeurs.

2.1.3.1 Le programme Éthique et Conformité Groupe

La Direction Éthique et Conformité Groupe met en œuvre le programme Éthique et Conformité Groupe à partir des référentiels suivants (voir la section 3.1 « Neutralité carbone et climat ») :

- la politique Éthique et Conformité Groupe (PECG) édicte les principales règles que les Dirigeants doivent impérativement connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de leur entité. La PECG est complétée par des notes d'instruction et des guides supports destinés à appuyer son déploiement dont notamment le contrôle d'intégrité des relations d'affaires, la déontologie financière, la protection des données personnelles, la lutte contre la fraude, l'encadrement des cadeaux et invitations, la prévention des conflits d'intérêts et le devoir de vigilance. La PECG est la référence *supra* à la Charte éthique Groupe et au Code de conduite éthique et conformité, actualisable en fonction des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit ;
- la Charte éthique Groupe construite autour des trois valeurs du Groupe (respect, solidarité, responsabilité) définit les exigences devant guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien ;
- le Code de conduite éthique et conformité, revu en 2023, est décliné dans les règlements intérieurs des entités et constitue le document de référence en matière de prévention de la corruption. Il s'applique à tous les salariés (exigences de la loi Sapin II) ;
- la note d'instruction d'alerte éthique, conformité et devoir de vigilance du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs ou occasionnels du Groupe ainsi qu'aux tiers d'effectuer des signalements relevant de la loi « Sapin II » du 9 décembre 2016, relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, de la loi « Devoir de vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, ou relevant du Code du travail (voir la section 3.3.2.4 « La procédure d'alerte du groupe EDF »).

2.1.3.2 Le programme Sécurité du patrimoine et des systèmes d'information

Depuis plusieurs années, le groupe EDF s'est doté d'un programme Sécurité des informations et des systèmes d'information couvert par les politiques Sécurité du patrimoine face à la malveillance et sécurité des systèmes d'information. En 2024, le risque cybersécurité a vu sa criticité passer à « forte ». Les principaux axes stratégiques de maîtrise des activités visent à :

- légitimer et renforcer la gouvernance et le pilotage ;
- généraliser la culture sécurité à l'échelle du Groupe ;
- sécuriser les fonctions les plus critiques en lien fort avec les métiers ;
- anticiper, renforcer et conserver l'homogénéité de la surveillance et la capacité de réaction en cas d'incident.

Les principales actions de maîtrise du risque cybersécurité mises en œuvre en 2024 sont décrites dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1C « Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber ».

2.1.3.3 Le programme santé sécurité

Le programme santé sécurité du groupe EDF est décrit dans la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ».

2.1.3.4 Approbation des engagements

La politique Engagements du groupe EDF fixe le cadre des décisions d'engagements en termes de pilotage, de gouvernance et de contrôle. Cette politique s'applique à tous les projets d'engagement, quel que soit leur montant pour les entités d'EDF et ses filiales, hors filiales régulées et dans le respect de la gouvernance des sociétés cotées. Avant chaque décision d'engagement, les projets proposés sont accompagnés d'une analyse de risques selon un référentiel méthodologique à disposition de l'ensemble du Groupe. Les projets d'engagements sont examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit aux sections 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » et 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2024 ».

Les projets stratégiques (au-delà des seuils définis dans la politique Engagements) sont examinés par le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG).

Les projets de cessions stratégiques font l'objet d'une instruction séparée et sont supervisés par le Comité des cessions afin de préserver confidentialité et réactivité.

2.1.3.5 Fiabilité de l'information financière – contrôle interne comptable et financier

Le groupe EDF a organisé la maîtrise des risques financiers autour des fonctions suivantes :

Pilotage de la performance, reporting avec pour principales missions :

- contribuer au pilotage de la performance des entités du Groupe ;
- contribuer au suivi du budget des directions et filiales contrôlées ;
- élaborer et diffuser des méthodes et processus de gestion financière, développer la culture de gestion au sein du Groupe ;
- piloter les processus du cycle de gestion, en assurer la synthèse et proposer des arbitrages aux directions et filiales ;
- élaborer les trajectoires financières à moyen et long termes, pour contribuer à une correcte allocation de ressources.

Comptabilité :

- établir les comptes sociaux d'EDF ;
- établir les comptes consolidés du Groupe ;
- assurer la conformité de la comptabilité ;
- animer le dispositif contrôle interne comptable et financier du Groupe.

Fiscalité :

- garantir la cohérence des pratiques fiscales dont les exigences sont détaillées dans la politique Fiscalité Groupe ;
- s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives en matières fiscale et douanière ;
- s'assurer du suivi comptable, de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- identifier et maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

Financement et Investissements :

- coordonner les actions inhérentes au bilan et au résultat financier du Groupe avec notamment pour objectif de maîtriser l'exposition des actifs de couverture, de la dette, et de l'ensemble du bilan du Groupe aux risques financiers ;
- gérer les investissements et les opérations d'acquisitions et de cessions ainsi que les actifs dédiés cotés ou non. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille ;
- instruire les projets d'investissement présentés en CECEG pour anticiper les impacts et fiabiliser les trajectoires financières sur le bilan et les comptes de résultat du Groupe, tels que définis par la politique Engagements ;
- contribuer aux revues de portefeuille et des analyses d'optimisation économique et financière ;
- assurer le financement du Groupe selon la politique Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers ;
- vérifier la bonne application des principes de la politique. Le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie est réalisé par la Direction des Risques Groupe.

La politique Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers demande aux entités du Groupe une identification continue et systématique des risques financiers (en particulier : liquidité, taux, change, contrepartie). La Direction des Risques Groupe exerce un contrôle de 2e niveau de ces risques :

- la vérification de la bonne application des principes de la politique ;
- le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place. Le Comité marchés vérifie et examine trimestriellement, le cas échéant, les demandes de dérogations aux cadres de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits financiers.

La politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés d'EDF s'applique au portefeuille des actifs dédiés dont la gestion est assurée par la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille.

Référentiels

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'International Accounting Standards Board (IASB) et approuvées par l'Union européenne. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont précisées dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Les principes applicables en matière d'élaboration et de remontée à la Direction Financière du Groupe des informations comptables et financières sont définis dans la politique Reporting comptable et financier. Les dispositions spécifiques de contrôle interne sont décrites dans l'instruction Groupe « Contrôle interne comptable et financier ». Les objectifs de contrôle à mettre en œuvre dans les entités sont précisés et mis à jour chaque année dans le Guide de contrôle interne du Groupe, et sont évalués par les entités dans leurs rapports d'autoévaluation du contrôle interne.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions Métiers et Filiales sont membres du Comité de direction des entités auxquelles ils appartiennent. À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, ils sont nommés et évalués conjointement par le management opérationnel et le management de la filière Finance. Un réseau de correspondants des Directions Opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène entre les différentes entités du Groupe.

Chaque Directeur Opérationnel et Fonctionnel d'EDF co-signe avec son Directeur Gestion Finance une lettre d'affirmation sur l'exhaustivité de l'information comptable dont il a la responsabilité. Cette lettre est adressée, deux fois par an, à la Direction de la Performance Impact Investissement Finance. Chaque Directeur Opérationnel et Fonctionnel d'EDF s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de Contrôle Interne Comptable et Financier de l'entité dont il est responsable et sur les objectifs d'amélioration envisagés pour la période à venir, par l'établissement d'une lettre d'engagement adressée au Directeur Comptabilité EDF SA et Fiscalité Groupe. En retour, chaque Directeur reçoit une lettre d'appréciation de la qualité comptable et fiscale de son entité signée du Directeur Comptabilité EDF SA et Fiscalité Groupe qui s'appuie sur différents éléments d'évaluation.

En matière de qualité comptable, un référentiel d'indicateurs est prescrit aux Directions d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable. En ce qui concerne les filiales, chacune est responsable de la mise en œuvre de l'instruction Groupe Contrôle interne comptable et financier.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par la Division Consolidation de la Direction du Pilotage de la Trajectoire, de la Performance et du Reporting Groupe à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté.

Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, cocontrôlées ou sous influence notable revêtant un caractère significatif. Le caractère non significatif des participations rentrant potentiellement dans le périmètre de consolidation est examiné régulièrement et soumis annuellement à l'appréciation des Commissaires aux comptes. Le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir le chapitre 6 « États financiers »).

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité des risques et de l'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité des risques et de l'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration et enfin approuvés par l'Assemblée générale.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus.

Les prévisions et le réalisé de gestion sont élaborés au moyen d'un référentiel unique partagé et d'outils communs entre la comptabilité et la gestion. Ce dispositif contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Il facilite le dialogue à tous les niveaux de l'organisation et contribue à la qualité des informations produites.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis par la Division Comptes Maison Mère de la Direction Comptabilité EDF SA et Fiscalité Groupe. Les comptes sociaux annuels sont clos le 31 décembre de l'exercice, arrêtés par le Conseil d'administration d'EDF et approuvés par l'Assemblée générale.

La comptabilité transactionnelle d'EDF est majoritairement confiée au Centre de services partagés comptabilité & conseil (CSP2C) de la Direction des Services Tertiaires [1]. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions, de la Division Comptabilité Consolidation et du CSP2C ou, le cas échéant, des opérateurs comptables autres que le CSP2C.

Des réunions préparatoires sont organisées avec les Directions d'EDF pour anticiper certains traitements comptables et fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

2.1.3.6 La gestion de crise et continuité d'activité

En cas d'évènement exceptionnel, les mesures prises pour gérer les crises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe.

Pour faire face à ce risque, EDF a établi une politique Gestion de crise et Continuité d'activité définissant les principes d'organisation ainsi que le dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des parties prenantes ;
- à s'assurer de l'existence et de la mise à jour de plans de continuité d'activité au sein de chaque entité à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires et ainsi enrichir les Plans de continuité d'activité (PCA) ;
- à vérifier la mise en œuvre d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Les crises, qui se succèdent et se superposent avec des impacts locaux (tempête Ciarn), internationaux (poursuite des sanctions en lien avec le conflit russo-ukrainien, conflit israélo-palestinien) mettent à l'épreuve l'application de cette politique et ont jusqu'à présent confirmé sa robustesse. Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble.

Une préparation accrue des crises couplée à une intégration du retour d'expériences des crises successives a permis de renforcer le corpus documentaire, notamment sur l'exhaustivité des sujets et leur niveau de profondeur à adresser dans les Plans de continuité d'activité, avec :

- une nouvelle version du Plan pandémie en 2022 intégrant le REX COVID ;
- un travail de coordination sur le volet Systèmes d'information conduit en 2021 afin d'assurer la cohérence et compréhension mutuelle entre la partie SI des PCA des métiers et le PCA SI poursuivi par la conduite d'un exercice cyber en 2023 ;
- une activation des leviers pour dégager des marges dans un système électrique tendu couplé à la préparation à une indisponibilité temporaire d'électricité, comme en 2022 ou en 2023, dans un contexte de marchés de l'électricité très tendu ;
- la préparation à des contextes particuliers susceptibles d'impacter la continuité d'activité et la mise en œuvre de plans d'actions dédiés, comme ce fut le cas en 2024 pour gérer les contraintes liées à la tenue des Jeux olympiques et paralympiques de Paris.

2.1.3.7 Assurances

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains évènements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes. Étant précisé que, les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

(1) Hors Division Combustible Nucléaire, Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, Direction Projets Déconstruction et Déchets et Direction Dirigeants Talents Formation Managers pour la partie comptabilité de la paie.

Organisation

La Division Assurances Groupe est responsable, dans le respect notamment de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, de l'élaboration de la politique Assurances du groupe EDF, du pilotage et du suivi de sa mise en œuvre dans le Groupe, afin d'optimiser le coût global de ses risques assurables [1].

Les Responsables Assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent notamment à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- actualiser les valeurs et les activités déclarées ;
- analyser la sinistralité et participer à la gestion des sinistres.

Ces travaux, menés en étroite collaboration avec la Division Assurances Groupe, permettent d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes et des visites de prévention (évaluation des sinistres maximum possibles, « SMP »). Dans le cadre des actions de prévention, la Division Assurances Groupe définit les programmes des visites de sites et suit leur mise en œuvre.

Politique Assurances Groupe

Finalité : la politique Assurances précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts :

- massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe ;
- partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures ;
- franchises individuelles et Groupe ;
- optimisation des dépenses d'intermédiation.

Modalités de mise en œuvre :

Depuis 2011, un Comité d'orientations stratégiques assurances (COSA) nourrit la réflexion entre les métiers et la Division Assurances sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la politique Assurances notamment les principales caractéristiques des programmes.

La Division Assurances Groupe et la Direction des Risques Groupe produisent annuellement l'analyse de la cartographie des risques au niveau du Groupe, complétée du dispositif de couverture assurantiel en place. À partir de cette vision partagée, EDF est en mesure d'améliorer et, le cas échéant, d'étendre les couvertures des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par le Groupe en la matière.

Les programmes d'assurance Groupe ont vocation à intégrer le plus largement possible les filiales contrôlées, afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion et, d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants.

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites.

Cette politique a été déployée sur le périmètre d'Arabelle Solutions qui a été intégrée dans les Programmes Groupe dès le *closing* de l'opération de rachat.

Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance

À l'instar de l'ensemble des grands groupes français et internationaux, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures fournies par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives du groupe EDF [2] sont les suivantes :

- Wagram Insurance Company DAC, société d'assurance créée en 2003 à Dublin, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Re, société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- par ailleurs, EDF est membre de la mutuelle Everen en vue de faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). Everen est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie qui offre à ses membres une couverture des dommages matériels. Le périmètre couvert comprend notamment les centrales nucléaires (partie conventionnelle), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques, les postes de transformation des réseaux ainsi que les actifs d'exploration et production.

Les programmes d'assurances dommages du Groupe combinent cette couverture apportée par Everen et celles apportées par les captives et les assureurs du marché.

Le groupe EDF participe également à ELINI (*European Liability Insurance for the Nuclear Industry*), EMANI (*European Mutual Association for Nuclear Insurance*), NIRA (*Nuclear Industry Reinsurance Association*) et *Blue Re*, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Les captives et mutuelles permettent au groupe EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et de bénéficier de garanties complémentaires.

Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, Enedis et leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant incomber aux entités dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont notamment décrites en tête de ce chapitre dans le paragraphe « 2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités ».

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Les filiales disposent généralement de franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, d'Enedis et de leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

Assurance dommages (hors biens nucléaires)

Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend la quasi-totalité des filiales d'EDF et notamment EDF Energy, Edison, Dalkia ainsi que le gestionnaire du réseau de distribution Enedis.

Wagram Insurance Company DAC ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures Everen, des extensions de couverture de dommages aux biens et de pertes d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF SA qui ne dispose pas de cette garantie. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont notamment décrites en tête de ce chapitre dans le paragraphe « 2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités ».

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance.
(2) Framatome et EDF Energy disposent de leurs propres captives afin de répondre à leurs besoins propres de couverture.

Framatome a mis en place un programme d'assurances pour les dommages et pertes d'exploitation consécutives affectant toutes ses installations, hors celles participant à la fabrication de combustible, à hauteur de 505 millions d'euros, avec une franchise n'excédant pas 0,5 million d'euros en dommages et 1 million d'euros en pertes d'exploitation.

EDF Renouvelables a mis en place des programmes d'assurances dédiés à ses actifs, couvrant les risques de dommages et de pertes d'exploitation.

Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices Tous Risques Chantier et Tous Risques Montage Essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tels que les EPR de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, etc.

Couverture *Cyber risk*

Depuis le 1er juillet 2017, une couverture *Cyber risk* a été mise en place. Cette garantie de 80 millions d'euros couvre EDF et les filiales du Groupe pour les frais nécessaires aux traitements de désordres majeurs occasionnés par une cyberattaque contre les systèmes d'information du Groupe.

Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la Convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la Convention de Paris (ci-après les Conventions). La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité pour les dommages nucléaires : elle est objective (même en l'absence de faute), limitée en montant [1] et en durée, et canalisée sur l'exploitant nucléaire exclusivement. Ces Conventions s'appliquent aux pays signataires qui les ont ratifiées dont la France et le Royaume-Uni.

Des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 et sont entrés en vigueur le 1er janvier 2022. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation plus importants que les conventions d'origine, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnisables. L'État où se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et jusqu'à 1 200 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la Convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la Convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passe de 10 ans à 30 ans à compter de la date de l'accident. La définition de « dommage nucléaire » évolue, et prend en compte outre les dommages aux personnes et aux biens les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certains autres préjudices résultant de la dégradation de l'environnement.

Ces conventions prévoient également une obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds.

En France, les obligations en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires ont été transposées dans le Code de l'environnement. Ainsi, les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires sont fixées à 700 millions d'euros pour les dommages nucléaires causés par chaque accident nucléaire (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros en cas de transport de substances nucléaires pour un même accident nucléaire [2].

EDF a mis en place une couverture assurantielle « Programme d'assurance Responsabilité civile nucléaire (RCN) » obtenue à l'issue d'un appel d'offres qui permet au Groupe de répondre aux obligations découlant de la Convention de Paris révisée, tout en maîtrisant leur impact financier. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a mis en place un programme satisfaisant aux exigences de la Convention de Paris révisée, souscrit auprès du *pool* britannique NRI, des captives du Groupe et de la mutuelle nucléaire ELINI. Il est à noter que les obligations des opérateurs britanniques sont portées progressivement, sur une période de cinq années, à compter du 1er janvier 2022, de 700 millions d'euros à 1 200 millions d'euros.

Couverture des dommages aux installations nucléaires

Les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle Everen apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 450 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars, tant en France qu'au Royaume-Uni.

Par ailleurs, le Board d'Everen a décidé de modifier, à compter du 1er janvier 2023, l'exclusion de la zone chaude des sites nucléaires en y permettant la couverture de certaines grosses maintenances lorsque le combustible a été retiré.

Le dispositif assurantiel couvrant les installations nucléaires est le suivant :

- en France, la protection apportée par Everen est complétée, pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par une couverture d'assurance d'un maximum de 80 millions d'euros en excédent d'une franchise d'un maximum de 20 millions d'euros faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome), ainsi qu'à Wagram Insurance Company DAC (réassurée par Océane Re) ;
- au Royaume-Uni, la protection d'Everen est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité définie en fonction de la technologie et du statut des centrales allant jusqu'à 1 milliard de livres sterling fournie par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

Framatome est assurée auprès de la mutuelle EMANI pour les dommages et pertes d'exploitation consécutives affectant les installations participant à la fabrication de combustible, à hauteur de 650 millions d'euros, avec une franchise n'excédant pas 5 millions d'euros en dommages et 90 jours en pertes d'exploitation.

Primes

Le montant total des primes d'assurance du Groupe, tous types de couverture confondus, s'est élevé à 324 millions d'euros en 2024.

(1) À l'exception des pays parties ayant opté pour une responsabilité illimitée (l'Allemagne, la Suisse, la Suède…).
(2) Articles L. 597-4 et L. 597-8 du Code de l'environnement.

2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, de différentes natures : régulatoires, stratégiques ou opérationnels. Certains sont exogènes, d'autres sont endogènes et inhérents à l'exercice des métiers du Groupe. Leurs conséquences peuvent porter sur les résultats opérationnels, sur la situation financière du Groupe et sa capacité à financer sa stratégie ou son développement. Elles peuvent aussi affecter ses parties prenantes internes ou externes, son environnement ou sa réputation.

Ci-dessous sont décrits les principaux risques spécifiques auxquels le Groupe estime être exposé, et les principales actions de maîtrise correspondantes, dans le respect du principe d'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseaux. Pour les risques non spécifiques, l'absence de description dans cette section n'exclut pas pour autant leur prise en compte.

Les risques doivent être lus dans leur intégralité compte tenu de l'interdépendance qui peut exister entre certains d'entre eux.

Les risques sont classés en cinq catégories décrites respectivement dans les sections 2.2.1 à 2.2.5 :

- la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle » décrit les risques liés à la maîtrise des activités opérationnelles du Groupe dans ses différents projets industriels et activités. En particulier, cette section décrit le risque pour le Groupe relatif aux projets EPR, engagés ou futurs qui est un risque majeur ;
- la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », complète la section 2.2.1 pour les activités liées spécifiquement à l'activité nucléaire du Groupe ;
- la section 2.2.3 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » décrit les risques liés aux évolutions des politiques publiques et de régulation dans les pays et territoires où le Groupe exerce ses activités ainsi que les risques juridiques auxquels le Groupe est exposé ;
- la section 2.2.4 « Risques financiers et de marché » décrit les risques induits par l'exposition sur les marchés de l'énergie sur lesquels opère le Groupe ainsi que ceux liés à l'évolution des marchés financiers et à la fiabilité de l'information associée ;
- la section 2.2.5 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » décrit les risques liés à la capacité d'adaptation du Groupe, particulièrement sur le plan stratégique et des compétences, face aux besoins de transformation induits notamment par le changement climatique, les nouvelles concurrences, les évolutions technologiques et sociétales.

Les risques sont détaillés dans chacune des sections concernées pour leur catégorie respective. Ils sont numérotés afin de faciliter le lien entre le tableau de synthèse et les descriptions détaillées qui suivent.

Articulation avec l'analyse de double matérialité. Il s'agit ici d'expliciter l'articulation entre les « risques » identifiés dans la présente section, et les « Impacts, risques et opportunités » (IRO) identifiés dans la section 3.1.3 « Stratégie, impacts, risques et opportunités matériels et politique RSE » et dans la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité ».

Une partie des risques de la présente section porte sur des domaines environnement, social ou de gouvernance (ESG). En application de la méthodologie de cartographie des risques du Groupe évoquée à la section précédente, ils peuvent alors entraîner :

- des conséquences internes (ils sont assimilables aux « risques » selon le sens donné à ce terme par l'État de durabilité),
- des conséquences externes (ils sont assimilables aux « impacts » potentiels négatifs selon le sens donné à ce terme par l'État de durabilité).

Les analyses sont cohérentes : en résumé les IRO (risques ou impacts négatifs au sens de l'État de durabilité) représentent le détail du volet ESG des risques de la présente section. Dans le tableau qui suit, la correspondance entre les risques et les IRO est détaillée, elle figure également dans le tableau de la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité ».

Tous les risques décrits dans ce document ont été retenus pour leur caractère significatif en termes d'importance de leur impact estimé pour le Groupe. De plus, ils font l'objet d'une hiérarchisation selon une approche qualitative de leur criticité, tenant compte conjointement de l'importance de l'impact potentiel pour le Groupe, de la probabilité d'occurrence et du niveau de maîtrise, compte tenu des actions engagées. Cette hiérarchisation aboutit à une échelle à trois niveaux pour l'ensemble des risques : la criticité peut être forte, intermédiaire ou modérée. Les catégories ne sont pas hiérarchisées entre elles.

En règle générale, le périmètre d'exposition est la France, la Belgique, l'Italie, le Royaume-Uni et tous les pays où le Groupe est présent. Lorsque le périmètre d'exposition est plus restrictif, celui-ci est précisé dans le tableau et dans la description du risque.

L'exposition au risque peut varier en fonction de la durée. L'impact potentiel de ces risques peut ainsi se situer à des horizons de temps très différents, du très court terme inférieur à l'année, du moyen terme à quelques années voire à un très long terme qui peut être de plusieurs dizaines d'années, voire plus en fonction de la nature de l'activité industrielle qui peut être séculaire.

Afin de maîtriser les risques, des dispositifs sont mis en place. Certains sont génériques pour l'ensemble des risques : contrôle interne, processus d'approbation des engagements (voir la section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités ») ; d'autres sont spécifiques à chaque risque.

Tableau des risques - numérotation, libellés et criticités

La criticité est évaluée compte tenu des actions de maîtrise engagées.

Catégorie	Risque	Correspondance chapitre 3 [1]	Criticité
1. Performance opérationnelle	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR	S1-S2-S3	■■■
	1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)	S1-S2-G1	■■■
	1C – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber	G1	■■■
	1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)	S transverse-S1-S2	■■
	1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles	E4-S1-S2-G1	■■
	1F – Atteinte à la sûreté hydraulique	S transverse	■■
	1G – Risque de déséquilibre offre/demande au périmètre d'EDF	1G	■■
	1H – Risque de *black-out*	1G	■
	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité	E transverse-E2-E4-E5 -S transverse	■
2. Risques spécifiques aux activités nucléaires	2A – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs, du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés	E5	■■
	2B – Maîtrise du cycle du combustible	S1-S2	■■
	2C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire	S transverse	■■
3. Régulation des marchés, risques politiques et juridiques	3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH	S4-G1	■■■
	3B – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques		■■
	3C – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité		■■
	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité	S1-S2-S4-G1	■
	3E – Risque lié aux contentieux		■
4. Risques financiers et de marché	4A – Risque marchés énergies		■■■
	4B - Risque lié aux actifs et passifs comptables identifiés au bilan du Groupe		■■
	4C – Risque marchés financiers		■■
	4D – Risque taux d'intérêt		■■
	4E – Risque d'accès à la liquidité		■■
	4F – Risque de contrepartie		■■
	4G – Risque de taux de change		■
5. Transformation du Groupe et risques stratégiques	5A – Adaptation des compétences	S1-S2	■■
	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition	E1-E3	■■
	5C – Capacité de transformation face aux ruptures	S1-S2	■■
	5D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme		■■

Criticité : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

(1) Cette colonne fait référence à la norme ESRS, pour laquelle un IRO a été identifié en correspondance avec le risque, le cas échéant. Le détail de la correspondance est précisé à la section 3.1.4.2 « Correspondance entre les IROs (état de durabilité) et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé (section 2.2 de l'URD) ».

2.2.1 Risques liés à la performance opérationnelle

1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR

RÉSUMÉ

Le Groupe réalise des projets de très grande ampleur. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe en termes d'impact potentiel sur son bilan financier et de conséquences sur sa stratégie de développement. En particulier, la réussite des projets EPR est conditionnée par des facteurs spécifiques d'ordre industriel, réglementaire et financier.

Criticité : ■ ■ ■ Forte

a) Contexte

Dans le cadre de son activité, le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage et/ou maître d'œuvre, des projets qui présentent une grande complexité en particulier les projets EPR à Flamanville 3 en France et Hinkley Point C (HPC) au Royaume-Uni, en cours de réalisation, ainsi que des projets à venir tels que les projets d'EPR2 en France. Ces projets requièrent des investissements importants et de longues procédures d'instruction et d'autorisations réglementaires.

La réussite de ces projets conditionne l'avenir de la filière industrielle nucléaire française. Ces projets font peser des risques majeurs pour le Groupe notamment sur son résultat et son bilan financier.

Les autres projets d'ampleur du Groupe en cours sont :

- des grands projets liés au parc nucléaire existant (Grand Carénage voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1B « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni » et projets de déconstruction, voir la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », risque 2A « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs, du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés ») ;
- des projets d'ouvrages en mer pour les énergies renouvelables (éolien *offshore*) ;
- des projets hydrauliques à l'international.

b) Risques principaux

b1) Risques transverses

Ces projets sont confrontés à de nombreux risques techniques et opérationnels portant sur leur réalisation industrielle qui pourraient avoir comme conséquences des retards de démarrage et une augmentation des coûts associés ou une possible remise en cause de certains choix techniques. Cela pourrait entraîner, *in fine*, une baisse de la rentabilité attendue, voire des compléments de dépréciations d'actifs.

Compte tenu de leur ampleur, ces projets ont un impact extrêmement significatif sur le résultat et le bilan du Groupe en particulier sur ses fonds propres et sa capacité de financement, ainsi que sur sa stratégie de développement.

Il existe d'autres risques économiques, réglementaires, politiques, environnementaux ou d'acceptabilité susceptibles de remettre en cause les échéanciers, les coûts associés, ou la rentabilité des projets.

Risques de non-performance technique ou opérationnelle

Les risques techniques ou opérationnels qui pèsent sur les grands projets industriels complexes exposent le Groupe à des aléas significatifs dans la réalisation de ces projets ou dans leur exploitation. Ils pourraient avoir une incidence majeure sur les activités du Groupe, son résultat, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation, son organisation et ses perspectives.

Des situations de non-respect d'engagements contractuels du Groupe peuvent aussi s'ajouter ou être la résultante de ces aléas.

Risques stratégiques

Le Groupe a l'ambition stratégique de s'engager en France et à l'international, dans des projets de construction de nouvelles installations nucléaires. Le risque vis-à-vis de ces projets serait de ne pas prendre les décisions d'investissement ou de les prendre dans de mauvaises conditions techniques, régulatoires ou financières et ainsi de se retrouver en incapacité mettre en œuvre avec succès l'ambition stratégique du Groupe.

Risques liés au financement et le cas échéant, au cadre régulatoire

Les projets de construction de nouveaux réacteurs, notamment en France ou au Royaume-Uni, nécessitent des investissements considérables, une organisation de marché appropriée et des conditions de financement et de revenus adéquats. La mise en place des financements nécessaires pourrait, compte tenu des contextes économique, institutionnel ou d'avancement adéquats des projets en cours, être retardée ou remise en cause.

Au Royaume-Uni, le contexte résultant du Brexit peut conduire à modifier les conditions de réalisation et de rentabilité des projets et ne pas permettre de réunir les conditions suffisantes pour associer des investisseurs aux futurs projets du Groupe au Royaume-Uni. Il peut, notamment, affecter la disponibilité de la main-d'œuvre et la productivité sur site.

De plus, le classement du nucléaire dans la taxonomie européenne est accompagné de conditions restrictives. Le texte n'inclut par ailleurs pas le cycle du combustible. Cela pourrait donner un signal insuffisant de reconnaissance de l'électricité bas carbone d'origine nucléaire, avec des conséquences potentielles sur l'accès au financement des nouveaux projets. Ces éléments pourraient avoir un impact sur la capacité du Groupe à financer les futurs grands projets nucléaires (voir le risque 3A « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH).

Risques externes – politiques et géopolitiques, procédures administratives

Tous ces projets sont de grande envergure et de longue durée. Ils impliquent de nombreux partenaires industriels. Les relations avec les partenaires associés à EDF dans ces projets peuvent également être source de difficultés.

Par exemple, les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des impacts sur la conduite de certains de ces projets compte tenu des technologies et des partenariats mis en œuvre (voir le risque 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles »). Ces risques sont exacerbés par un regain de tensions géopolitiques, accompagnées de potentielles sanctions internationales et mesures fiscales, faisant suite à la mise en place de la nouvelle Administration américaine en janvier 2025.

Ces projets nécessitent en particulier des autorisations administratives, des licences ou des permis qui peuvent faire l'objet de contentieux, de retraits ou de retards d'obtention.

Risques liés aux enjeux RSE

Un très grand nombre de parties prenantes sont impliquées dans ces projets qui peuvent, par exemple, nécessiter d'être associés à des projets de développement territoriaux ou faire l'objet de difficultés d'acceptation par les populations locales. De plus, tous les grands projets sont exposés aux enjeux de respect des engagements du Groupe en matière de droits des travailleurs sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

Risques conjoncturels

Les tensions inflationnistes pourraient entraîner un renchérissement des coûts des projets (voir notamment le risque 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles ») et pourraient également affecter la solidité financière d'acteurs de la *supply chain*.

Autres risques

Les autres enjeux et risques spécifiques à l'activité nucléaire, qu'il s'agisse de la sûreté nucléaire, de la maîtrise des opérations d'exploitation ou de maintenance, des engagements de long terme ou du cycle du combustible, sont précisés dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

b2) Risques spécifiques aux principaux projets et actions de maîtrise associées

Risques relatifs à l'EPR Flamanville 3 (France)

La réalisation des objectifs de calendrier et de coûts du projet, tels qu'annoncés, est désormais conditionnée par la finalisation des essais préalables à l'atteinte par le réacteur de 100 % de sa puissance nominale (voir dans la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France »,« EPR de Flamanville 3 »).

Le projet pourrait faire face à d'éventuels surcoûts et délais en cas d'aléa (notamment casses d'équipements) durant les essais restant à réaliser durant les phases successives de montée en puissance du réacteur. Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison est cependant considéré comme modéré.

Risques relatifs aux EPR Taishan (Chine)

En Chine, le Groupe détient une participation de 30 % aux côtés de son partenaire chinois CGN et de Guangdong Energy Group (19 %) au sein de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited). Taishan 1 a été le premier réacteur EPR à être couplé au réseau le 29 juin 2018. Sa mise en service commerciale est intervenue le 13 décembre 2018. Le réacteur Taishan 2 est, quant à lui, entré en service commercial le 7 septembre 2019 (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » »).

La rentabilité de l'actif est liée au tarif de rachat de l'électricité produite par Taishan et pourrait être affectée si les décisions tarifaires n'étaient pas favorables. Le 20 mars 2019, la NDRC (National Development and Reform Commission) avait fixé un tarif temporaire à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021, pour un volume annuel garanti d'enlèvement de production équivalent à 7 500 heures de fonctionnement à pleine puissance. L'éventuel surplus au-delà de ce volume est vendu au prix de marché. Comme pour toute installation de production modulable en Chine, l'appel effectif à la centrale de Taishan est décidé par le gestionnaire du réseau d'électricité de la province soit, concernant Taishan, celle du Guangdong. Le tarif temporaire a été prolongé le 22 décembre 2021 jusqu'à la publication du nouveau mécanisme tarifaire appliqué aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. À fin 2024, il n'y a pas eu d'autre publication par les autorités.

La rentabilité de l'actif est totalement soumise au risque d'évolution du volume de vente à ce tarif, dans un contexte de développement du marché de l'électricité.

Les accords de financement mis en place par TNPJVC contiennent des dispositions visant à sécuriser le remboursement des dettes financières de la joint-venture. Dans certaines situations, ces dispositions sont susceptibles de limiter temporairement le versement des dividendes. Si la société devait ne pas générer un résultat net positif cumulé ou un niveau de cash-flow suffisants, le montant des dividendes attendus par EDF serait revu à la baisse ce qui pourrait entraîner la nécessité d'une dépréciation supplémentaire de l'actif [1].

Risques relatifs aux EPR Hinkley Point C (Royaume-Uni)

La maîtrise de la conception et la mise sous contrôle des fabrications et des jalons majeurs du chantier de construction d'Hinkley Point C (HPC) conditionnent la rentabilité du projet et le financement des éventuels futurs projets au Royaume-Uni.

Les risques principaux jusqu'à terminaison du projet concernent :

- la capacité à sécuriser les compétences et ressources nécessaires, en particulier pour les montages électro-mécaniques et de ventilation (MEH) dont les taux de productivité ne sont pas à l'attendu ;
- la capacité à assurer la livraison des équipements qualifiés en cohérence avec le planning d'essais de démarrage ;
- la maîtrise des coûts du projet, sensibles à l'inflation, et le respect du planning ;
- la capacité à gérer efficacement les problèmes de *supply chain* dus au climat géopolitique et macroéconomique.

Une revue du projet a été finalisée en janvier 2024[2] conduisant à une réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire »).

Plusieurs scénarios sont considérés :

- le premier scénario, autour duquel le projet est organisé, correspond à un objectif de démarrage de la production de la tranche 1 en 2029. Ce planning repose notamment sur une productivité cible pour les montages électromécaniques, sous-tendue par la mise en œuvre de plans d'action en cours d'élaboration ;
- un deuxième scénario (cas de base), tenant compte des risques inhérents à la réussite de ces plans d'action, à la montée en puissance de ces montages et au calendrier des essais, conduit à un démarrage de la production de la tranche 1 en 2030 ;
- enfin, compte tenu de la complexité du projet, un scénario défavorable pourrait conduire à un démarrage de la production d'électricité de la tranche 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base.

Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 milliards de livres sterling et 34 milliards de livres sterling$_{2015}$ selon les cas de figure. Le coût du génie civil et l'allongement de la durée de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres travaux) sont les deux principales causes de cette révision du coût de construction. Dans le scénario de calendrier défavorable, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.

En 2024, la performance sur les travaux de génie civil et des montages électromécaniques n'a pas donné les résultats escomptés. Des plans d'actions ont été mis en place et le projet reste dans le cadre des deux premiers scénarios mentionnés ci-dessus en termes de coût et de durée.

Par ailleurs, les besoins de financement du projet HPC excédant l'engagement contractuel des actionnaires (*committed equity*), ces derniers ont été appelés à allouer des fonds propres additionnels (*voluntary equity*). Le Groupe contribue seul aujourd'hui au financement (*voluntary equity*) et cherche activement des solutions de financement jusqu'à la mise en service commerciale d'HPC.

(1) La valeur de la quote-part de capitaux propres de TNPJVC à fin 2023 dans les comptes d'EDF est de 940 millions d'euros – voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 12.2.1 « Éléments financiers de Taishan » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 23 janvier 2024 « Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C ».

La rentabilité et le financement du projet HPC sont sensibles :

- à des retards dans la construction ou des difficultés de mise en service commerciale des unités de l'EPR d'HPC au-delà du 31 octobre 2036 qui pourraient entraîner la perte de la protection de revenus dont bénéficient ces ouvrages via le CfD (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire ») ;
- à l'inflation et l'évolution des prix du marché de l'électricité au-delà de la durée du Contrat pour différence (CfD) ;
- au taux de change entre la livre britannique et l'euro. Une stratégie progressive de couverture de ce risque est mise en place au niveau du projet HPC et du Groupe.

La non-contribution par CGN en *voluntary equity* pourrait impliquer de possibles financements alternatifs en dette ou *equity* pouvant modifier la rentabilité d'EDF (risque de dilution).

Risques relatifs au renouvellement du parc en France (EPR2)

En France, une organisation de marché inadéquate et la non-obtention ou l'obtention tardive des autorisations requises pour poursuivre le développement du réacteur EPR2, pourraient avoir une incidence sur la situation financière du Groupe notamment en raison des coûts de développement en amont de la décision qui pourraient être supportés par EDF *in fine*. Tout élément de nature à reporter le lancement du projet pourrait induire des discontinuités d'activités d'ingénierie, des difficultés de maintien des compétences et de mobilisation de la chaîne d'approvisionnement qui seraient nuisibles à la maîtrise industrielle et à la performance du programme.

Le principal enjeu est de réunir les conditions permettant la décision d'engager le programme et sa traduction dans le cadre juridique et financier nécessaire à son exécution.

Cela passe par plusieurs actions préalables principales :

- consolidation des estimations de coûts à terminaison et planning sur la base d'un design suffisamment mature ;
- à la suite de la structuration du programme avec la création en 2022 d'une maîtrise d'ouvrage dédiée (Direction des Programmes Nucléaires), définition, en particulier, du schéma de financement, de régulation et de gouvernance sur lequel l'État et EDF ont vocation à s'engager ;
- si nécessaire, notification par l'État du dispositif de structuration du programme auprès de la Commission européenne au regard de la réglementation en matière d'aide d'État ;
- l'obtention des autorisations administratives dans un calendrier compatible avec celui du programme.

Risques relatifs aux EPR Sizewell C (Royaume-Uni)

Sizewell C et ses actionnaires, EDF et le gouvernement britannique, travaillent ensemble pour finaliser les étapes restantes menant à cette décision finale d'investissement attendue en 2025 sous réserve notamment du respect des conditions suivantes s'agissant du projet Sizewell C :

- la sécurisation du financement du projet, incluant la finalisation de la licence BAR et du GSP, et la finalisation du processus de recherche de financements supplémentaires auprès d'investisseurs privés en cours (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire ») ;
- un accord avec le gouvernement britannique sur le planning de référence et le coût à terminaison du projet ;
- l'obtention de l'ensemble des autorisations requises restantes, notamment celle concernant le contrôle des subventions.

La participation d'EDF au financement de la construction est soumise au respect de certaines conditions dont :

- une participation au capital de Sizewell C réduite à un niveau ne pouvant excéder 19,99 % ;
- la capacité à déconsolider le projet des états financiers du groupe EDF (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation) ;
- une rémunération du capital attendue, en tant qu'investisseur détenant une participation maximale de 19,99 %, conforme à la politique d'investissement d'EDF.

L'engagement d'EDF de financer Sizewell C jusqu'à la date de la FID est soumis à un plafond qui a été atteint en décembre 2023 sans aucune obligation de financer le projet au-delà.

La non-obtention de ces conditions (sans préjudice d'une allocation des risques satisfaisante) conduirait le Groupe à ne pas prendre la décision finale d'investissement.

Les principales actions pour créer les conditions favorables à la décision portent notamment sur :

- les travaux avec le gouvernement britannique pour finaliser les étapes menant à cette décision finale d'investissement. Le gouvernement britannique est désormais l'actionnaire majoritaire. En octobre 2024, le gouvernement britannique a confirmé que le processus de levée de l'*equity* et de la dette pour Sizewell C arriverait bientôt dans sa phase finale ;
- des travaux avec les acteurs de la chaîne d'approvisionnement afin de développer une stratégie contractuelle adaptée, intégrant notamment la stratégie de réplication ;
- une revue détaillée du coût et du planning, en prenant en compte le retour d'expérience du projet HPC.

Risques relatifs au projet Jaitapur (Inde)

À la suite de la remise d'une offre technico-commerciale engageante en avril 2021, EDF avec le soutien du gouvernement français, poursuit ses échanges avec les parties prenantes indiennes dans le cadre de la mise en place d'une *Special Task Force* demandée par les gouvernements respectifs, en vue de la fourniture de l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries pour six tranches de la technologie EPR. (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » »),

Il n'est pas prévu qu'EDF soit investisseur dans le projet. Le client NPCIL sera le chef de projet général et l'intégrateur en phase d'exécution, assumant notamment les risques de *licensing*, construction, montage et intégration globale.

Le projet présente le profil de risque d'un fournisseur de prestations d'ingénierie et de fournitures d'équipements. Sa valeur réside donc dans la matérialisation de la marge incluse dans le prix des prestations vendues. Comme tous les grands projets industriels complexes, ce projet présente pour le périmètre, sous la responsabilité d'EDF et de ses partenaires, des risques techniques, industriels et de maîtrise des coûts ainsi que du respect de jalons prédéfinis notamment au regard du modèle de revenus attendus. Au-delà du risque pays qui intègre notamment une dimension fiscale significative, les conditions liées au cadre de responsabilité civile nucléaire en Inde et la sécurisation du plan de financement du projet devront être levées avant la signature des contrats finaux.

Risques relatifs au projet Dukovany (République tchèque)

EDF est engagée dans le processus compétitif d'appel d'offres lancé formellement en mars 2022 en République tchèque par l'électricien ČEZ, sa société de projet Elektrárna Dukovany II et le gouvernement tchèque.

EDF a déposé trois offres engageantes portant sur le périmètre des études d'ingénierie, la fourniture d'équipements, la construction et la mise en service de 1 à 4 réacteurs EPR1200 pour les sites de Dukovany et Temelín ainsi que la fourniture du premier cœur combustible et de cinq recharges pour chaque unité : (i) une offre engageante conditionnée le 30 novembre 2022 ; (ii) une offre mise à jour engageante le 31 octobre 2023 et (iii) un supplément d'offre engageant, le 30 avril 2024, pour 1 à 4 unités EPR1200 (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » »).

Le 17 juillet 2024, le gouvernement tchèque a choisi le Sud-Coréen KHNP comme soumissionnaire préféré, engageant des négociations exclusives de *ČEZ* avec l'entreprise. EDF n'est toutefois pas formellement éliminée à ce stade, et son offre reste valide sachant qu'un changement de soumissionnaire préféré est possible au regard des règles de l'appel d'offres.

EDF a décidé de contester la sélection de KHNP au niveau national auprès de l'Autorité de la concurrence tchèque et auprès de la Commission européenne. Ces deux processus de recours sont en cours.

Dans l'hypothèse où la dernière offre d'EDF serait de nouveau considérée, EDF pourrait être amenée à actualiser son contenu, dans le cadre du processus compétitif, et ajuster éventuellement son exposition aux conséquences commerciales dans le cas d'un éventuel changement du niveau des risques (techniques, industriels, maîtrises des coûts et des délais).

c) Actions de maîtrise transverses

Nouvelle organisation des activités nucléaires

Une nouvelle organisation des activités nucléaires a été mise en place le 1er avril 2024 (voir la section 1.4.1.1.1 « Organisation et gouvernance nucléaire »).

Plan de vigilance et enjeux RSE

La maîtrise des projets prend en compte, conformément au plan de vigilance d'EDF, leurs impacts potentiels sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité sur l'ensemble de la chaîne de valeur, ainsi que les enjeux RSE de dialogue et de concertation avec les parties prenantes, de développement territorial, de développement des filières industrielles, d'éthique et de gestion responsable du foncier (voir le chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance »).

Actions de maîtrise spécifiques à Framatome et à Arabelle Solutions

La réussite des projets EPR, la compétitivité de la filière nucléaire en France et celle du Groupe dans son développement international, sont conditionnées par la qualité et le respect des clauses contractuelles dans la production par Framatome et Arabelle Solutions, d'études, de composants ou de services. La performance industrielle de ces entités est stratégique pour EDF en tant qu'exploitant nucléaire en France et au Royaume-Uni.

Framatome et Arabelle Solutions peuvent aussi exposer le Groupe à travers leurs activités en France comme à l'international, pour d'autres exploitants nucléaires qu'EDF ou encore d'autres clients. L'exposition du Groupe peut être notamment d'ordre financier (y compris le risque de contrepartie) ou réputationnel.

1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)

RÉSUMÉ

Le Groupe pourrait ne pas atteindre les objectifs d'exploitation de ses parcs nucléaires, en termes de sûreté et de disponibilité notamment en cas de réparations ou modifications sur le parc nucléaire français à la suite de contrôle ou de détection de défauts. Il pourrait aussi ne pas poursuivre l'exploitation de ses réacteurs au-delà de l'échéance prévue actuellement, voire ne plus être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance en France comme au Royaume-Uni. Le Groupe pourrait, par ailleurs, ne pas réussir à maîtriser, en coûts et délais, ses opérations de modifications du parc en exploitation pour poursuivre son exploitation (« Grand Carénage » en France) ce qui représente un risque majeur pour le Groupe.

Criticité : ■ ■ ■ Forte

a) Contexte

En France, le parc de réacteurs nucléaires actuellement exploités par le Groupe est très standardisé (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur son parc les améliorations effectuées sur les réacteurs plus récents et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement sur un réacteur, les mesures à prendre sur les autres. Le Groupe vise depuis plusieurs années à poursuivre l'exploitation de son parc nucléaire en France significativement au-delà de 40 ans.

À l'occasion des réexamens périodiques effectués lors des visites décennales (VD) et à la suite de l'accident de Fukushima au Japon, le Groupe a élaboré un important programme de travaux, appelé « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en 2015.

Le 15 décembre 2021, EDF a annoncé avoir détecté des phénomènes dits de « corrosion sous contrainte » sur des soudures de tuyauterie du circuit d'injection de sécurité (RIS) dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale de Civaux. Des défauts similaires ont été détectés dans d'autres centrales sur des circuits auxiliaires au circuit primaire principal. Le traitement de ce phénomène a engendré un programme de contrôle et de réparations ayant eu un impact sur la production nucléaire. Le programme de contrôle se poursuit nominalement.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des réacteurs du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 42 et 44 années calendaires pour les réacteurs avancés au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP) de Sizewell B. Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, la durée de fonctionnement des réacteurs RAG a été allongée de 7 ans environ en moyenne. L'objectif pour la centrale REP est de poursuivre son fonctionnement durant 20 ans après les 40 ans actuellement prévus (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »). Les deux réacteurs de Dungeness B ont été définitivement arrêtés en juin 2021, ceux de Hunterston B en novembre 2021 et ceux de Hinkley Point B en juillet et août 2022.

b) Risques principaux

Parc nucléaire en France

- La standardisation du parc a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs réacteurs ou à une génération ou encore à un palier de réacteurs (voir la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France »).
- Le Groupe pourrait être confronté à des réparations génériques ou des modifications lourdes et coûteuses à effectuer sur tout ou partie du parc. Des évènements ayant un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production pourraient également survenir et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.
- En particulier, la détection d'indications (dites de « corrosion sous contrainte ») évoquées ci-dessus a entraîné la mise à l'arrêt de réacteurs, afin de procéder à des contrôles étendus et de remplacer des portions de tuyauteries concernées par le phénomène. Le solde du programme de contrôle pourrait entraîner des réparations ciblées de remplacement.
- Pour chaque réacteur, lors des réexamens périodiques décennaux, EDF réalise des études et met en œuvre des modifications, en vue d'améliorer le niveau de sûreté et de démontrer l'aptitude de chaque réacteur à fonctionner 10 années supplémentaires. Après remise du rapport de conclusions du réexamen de chaque réacteur, l'ASN prend position sur les dispositions prises par l'exploitant et peut édicter des prescriptions complémentaires. Ces études portent notamment sur les équipements non remplaçables, à savoir les cuves des réacteurs et les enceintes de confinement, pour démontrer leur aptitude à assurer leur fonction pour les 10 années supplémentaires après la visite décennale.

Ces études, qui s'appuient sur les données disponibles en France, mais également à l'international [1] permettent de confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement visées mais peuvent également conduire à devoir adopter, le cas échéant, des mesures conservatoires complémentaires à prendre sur le parc existant, ce qui pourrait avoir des conséquences sur sa performance.

- Dans sa décision du 23 février 2021 sur la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 900 MWe, l'ASN considère que les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs, particulièrement ambitieux, du réexamen et que ces améliorations de sûreté ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe pour 10 ans au-delà de ce quatrième réexamen périodique moyennant la mise en œuvre de dispositions complémentaires. Ces nouvelles demandes induisent une augmentation des investissements et une charge industrielle supplémentaire de l'ordre de 25 % par rapport au programme initial déjà de très grande ampleur, augmentant le risque sur la capacité à faire des industriels dans les délais prescrits.
- Conformément au code de l'environnement, le rapport comportant les conclusions du réexamen au-delà de la 35e année de fonctionnement ainsi que la description des dispositions proposées par EDF sont soumis à une enquête publique à l'issue de laquelle l'ASN prend position sur la poursuite de l'exploitation du réacteur. Pour Tricastin 1, dont la VD4 (tête de série) s'est terminée par son recouplage le 23 décembre 2019, le rapport de conclusions de réexamen (RCR) a été remis à l'ASN en février 2020, et a fait l'objet d'une enquête publique du 13 janvier au 14 février 2022. La position de l'ASN sur la poursuite du fonctionnement de Tricastin 1 au-delà de son 4e réexamen périodique a été émise en 2023. À fin 2024, les VD4 de 21 réacteurs, Tricastin 1, Tricastin 2, Tricastin 3, Tricastin 4, Bugey 2, Bugey 3, Bugey 4, Bugey 5, Dampierre 1, Dampierre 2, Dampierre 3, Dampierre 4, Gravelines 1, Gravelines 2, Gravelines 3, Gravelines 4, Blayais 1, Blayais 2, Blayais 3, Saint-Laurent B2 et Chinon B1 sont terminées et la VD4 d'un réacteur Cruas 3 est en cours. Chacun des avis de l'ASN sur un réacteur est susceptible de comporter des demandes spécifiques en complément des prescriptions de l'avis générique avec un impact sur la charge industrielle et les coûts.
- En 2016, le Conseil d'administration a approuvé l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim, sans préjuger de la position de l'ASN sur les dispositions proposées par EDF réacteur par réacteur après chaque visite décennale. Le risque que l'ASN émette une objection à la poursuite d'exploitation d'un réacteur pour 10 années supplémentaires ne peut être écarté, mais une étape importante a été franchie avec l'avis générique rendu par l'ASN le 23 février 2021.
- La poursuite d'exploitation des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est un objectif industriel du Groupe. En 2021, le Conseil d'administration a approuvé l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 1 300 MW (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 1.3.4.1 « Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). Cette estimation comptable ne préjuge pas des positions de l'Autorité de sûreté nucléaire sur la poursuite d'exploitation, qui seront prises réacteur par réacteur après chaque visite décennale, comme prévu par la loi.
- Les études du 5e réexamen périodique du palier 900 MWe ont été lancées fin 2022 avec une tête de série prévue en 2029. Ces études intègrent l'enjeu majeur de l'adaptation au changement climatique et une vérification approfondie de la conformité des installations et des impacts potentiels liés au vieillissement.

  À l'issue de la consultation lancée fin octobre 2024 auprès du public, l'ASN a pris position le 10 décembre 2024 sur les orientations générales retenues par EDF pour ce 5e réexamen périodique, qu'elle considère pertinentes et cohérentes avec l'état actuel des connaissances. Ce 5e réexamen périodique doit permettre de consolider les améliorations importantes en matière de sûreté apportées aux réacteurs lors de leur 4e réexamen périodique et de renforcer la prise en compte des effets du changement climatique.

  À l'issue de l'instruction qu'elle poursuit, l'ASNR prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MWe pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5e réexamen.
- Les aléas potentiels du Grand Carénage incluent un éventuel retard dans l'instruction des autorisations requises pour l'engagement des opérations, notamment pour ce qui concerne les autorisations attendues de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire. Ils peuvent également concerner la fabrication et la livraison sur site des nouveaux équipements ou la réalisation des interventions sur les sites dans un contexte de forte densité d'opérations industrielles à mener concomitamment. De plus, les autorités compétentes pourraient émettre une objection à la poursuite de fonctionnement escomptée. Ces poursuites d'exploitation pourraient aussi être conditionnées à des demandes de ces autorités, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de poursuite d'exploitation de ses réacteurs ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissement. Ces évènements pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.
- Des risques d'écarts sur des composants, équipements ou parties d'équipements livrés par les prestataires et fournisseurs d'EDF (voir la section 7.1.5 « Litiges ») pourraient conduire, après analyse et si les écarts étaient confirmés, à une justification ou correction des écarts et, le cas échéant, à des prolongations d'arrêts du Parc nucléaire. Dans un courrier adressé le 26 mars 2024, l'ASN a rappelé à EDF ses attentes en matière de prévention et de lutte contre les contrefaçons, les falsifications et les fraudes dans les usines de fabrication d'équipements destinés aux centrales nucléaires. Ce courrier s'inscrit dans le cadre du plan d'action détaillé d'EDF, dans son courrier du 19 mars 2024, qui constitue une première étape jugée appropriée [2] (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »).

Parc nucléaire au Royaume-Uni

- Au Royaume-Uni, compte tenu des règles de sûreté nucléaire applicables et de la technologie des réacteurs RAG en particulier, EDF Energy pourrait ne pas obtenir de l'Office for Nuclear Regulation (ONR) les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses réacteurs nucléaires existants jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue (RAG) ou envisagée (Sizewell B), ou pourrait obtenir ces autorisations à des conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

(1) Six réacteurs aux États-Unis ont obtenu une licence d'exploitation jusqu'à 80 ans. Pour dix autres, la demande de renouvellement de licence jusqu'à 80 ans est en cours d'instruction (six autres sont prévus d'ici fin 2025) : *The Nuclear Regulatory Commission (NRC) staff has defined subsequent license renewal (SLR) to be the period of extended operation from 60 years to 80 years* (www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html).
(2) www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/contrefacons-falsifications-et-suspicions-de-fraude-l-asn-rappelle-ses-exigences-a-edf

- L'analyse en cours du vieillissement du graphite du RAG peut entraîner une indisponibilité prolongée ou un arrêt anticipé des réacteurs. La fissuration du graphite soumis à irradiation doit être surveillée attentivement, avec des inspections réalisées régulièrement, et contrôlées par l'ONR, pour garantir une connaissance suffisante du cœur afin de justifier la poursuite du fonctionnement. À la suite des décisions prises en août 2020 et novembre 2020, la centrale d'Hunterston B a été définitivement arrêtée en janvier 2022 et la centrale d'Hinkley Point B a été définitivement arrêtée en août 2022. À l'issue du réexamen des durées de vie des réacteurs RAG, sur la base des résultats des inspections du graphite et qui s'est conclu en décembre 2024, les dates prévisionnelles d'arrêt définitif de Heysham 1 et Hartlepool ont été reportées d'un an à 2027 +/-1 an. De même, les dates prévisionnelles d'arrêt définitif de Heysham 2 et Torness ont été reportées de 2 ans à 2030 +/-2 ans.
- Si un risque d'arrêt prématuré devait également survenir pour les autres centrales RAG une stratégie de retrait accéléré du combustible serait alors mise en place. Si cette stratégie devait être adoptée, elle pourrait nécessiter un réexamen de la valeur des actifs.
- Compte tenu du vieillissement du parc britannique et des difficultés techniques relatives au vieillissement du graphite, le niveau futur de production des réacteurs RAG actuellement en service reste très incertain.

Autres parcs nucléaires

- Pour les réacteurs nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Belgique, Chine), le Groupe est également exposé financièrement à des risques. Le Groupe peut être amené à contribuer à hauteur de sa participation à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des évènements pouvant avoir des impacts sur leur durée de fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France et au Royaume-Uni, des décisions des autorités de sûreté nucléaire de ces pays, impliquant des contrôles ou des travaux complémentaires, pourraient être prises, notamment dans l'exploitation du retour d'expérience international et pour traiter par anticipation les évènements potentiellement précurseurs. Le Groupe est également exposé sur la valeur de ses actifs.

Autres risques

- Par ailleurs, il ne peut pas être exclu que, malgré la qualité d'exploitation et les modifications effectuées sur ses installations nucléaires par le Groupe, certaines d'entre elles fassent l'objet de modalités particulières d'exploitation pour renforcer les marges de sûreté en exploitation sur l'initiative de l'exploitant nucléaire, responsable de la sûreté nucléaire, ou sur demande de l'Autorité de sûreté nucléaire.
- Enfin, un éventuel accident nucléaire grave à l'extérieur du Groupe, mais ayant des conséquences étendues dans le monde pourrait entraîner de la part des autorités de sûreté de nouvelles exigences de mise à niveau des réacteurs et applicables aux réacteurs du Groupe, et à ceux dans lequel le Groupe dispose d'une participation.

c) Actions de maîtrise

Les plans d'actions de ce risque sont portés par l'ensemble des équipes opérationnelles d'ingénierie et d'exploitation du parc nucléaire notamment dans le cadre du projet START 2025 et du Programme Grand Carénage (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »).

Le réexamen périodique effectué lors des visites décennales permet de renforcer le niveau de sûreté en prenant en compte, d'une part, les meilleures pratiques internationales et, d'autre part, l'état des installations, l'expérience acquise au cours de l'exploitation et l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

Le nombre élevé de VD4 réalisées chaque année (6 en 2023, 5 en 2024) et l'accroissement de la charge induite sur le tissu industriel font l'objet d'une démarche associant les principaux fournisseurs du parc en exploitation pour disposer d'une vision pluriannuelle de la charge et permettre à l'ensemble de la filière nucléaire de prendre les dispositions (en termes de ressources, modalités contractuelles, standardisation…) permettant de sécuriser la réussite du programme industriel du parc en exploitation.

Dans le cadre de la nouvelle organisation des activités nucléaires mise en place le 1er avril 2024 (voir la section 1.4.1.1.1 « Organisation et gouvernance nucléaire »), le Groupe met en œuvre des actions visant à permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des grands projets et répondre aux besoins des parcs nucléaires existants en France et au Royaume-Uni.

Concernant le phénomène de corrosion sous contrainte, EDF a soumis à l'ASN une stratégie de contrôle et de réparation de l'ensemble de ses réacteurs au regard du risque de corrosion sous contrainte (CSC), pour les années 2023-2025. L'ASN a pris position sur cette stratégie le 25 avril 2023 et a considéré ce calendrier approprié. EDF a transmis à l'ASN fin 2024 sa stratégie de suivi et de maintenance sur laquelle une position de l'ASN est attendue courant 2025.

À fin 2024, les contrôles des zones considérées comme les plus sensibles sont terminés et la campagne de remplacement systématique des tuyauteries les plus sensibles des paliers 1300 P'4 et N4 est terminée. Les contrôles des autres zones vont se poursuivre et, selon leur résultat, pourront donner lieu à des réparations. En 2025, le programme de contrôles des réacteurs va se poursuivre avec un volume de contrôles proche de celui de 2024.

La production nucléaire en France en 2024 a été de 361,7 TWh (*vs* 279 TWh en 2022, au plus fort des impacts des chantiers CSC).

Voir également la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation », le paragraphe « Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires ».

Au Royaume-Uni, la maîtrise du risque repose en outre sur :

- des interactions en cours avec le régulateur concernant les dossiers de sûreté relatifs à la durée de vie des installations, l'évaluation par le régulateur et les exigences associées aux autorisations ;
- le programme de management du graphite et de surveillance de son vieillissement sur le parc RAG, avec de fréquentes inspections graphite, en particulier sur Heysham 2 et Torness ;
- le programme d'exploitation à long terme de Sizewell B pour gérer la production du dossier de justification en appui à la décision relative au programme d'investissement requis pour la prolongation de la durée d'exploitation ;
- le réexamen, en tant que de besoin, de la durée de vie des réacteurs RAG et les actions de préparation du retrait du combustible en cas de fermeture anticipée ;
- des stratégies de surveillance et de maintenance préventives des installations pour permettre une prise en compte précoce des problèmes pouvant entraîner une perte de production.

1C – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé à des risques de défaillances ou d'atteintes à son patrimoine matériel ou immatériel, incluant son système d'information. Ces risques peuvent notamment provenir d'actions malveillantes, y compris cyber.

Criticité : ■ ■ ■ Forte

a) Atteintes au patrimoine

Risques principaux

Le patrimoine du Groupe est constitué de ses personnels, des actifs matériels et immatériels. Les installations ou actifs exploités par le Groupe, ou ses salariés, pourraient constituer des objectifs pour des actes de malveillance de toute nature. Ces actes pourraient avoir des conséquences négatives sur l'activité opérationnelle, la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe. Le Groupe serait contraint à des investissements ou des coûts additionnels si les lois et réglementations relatives à la protection des sites sensibles et infrastructures critiques devenaient plus contraignantes.

Actions de maîtrise

L'importance particulièrement vitale de la production du Groupe et son statut ont conduit progressivement à mettre en place un dispositif sur l'ensemble de la chaîne sécuritaire de la détection à l'intervention protectrice en passant par le diagnostic, la dissuasion et la prévention.

Ce dispositif est structuré par :

- une tête de filière intégrant sécurité et intelligence économique. La Direction de la Sécurité et de l'Intelligence Économique assure une fonction permanente et exclusive d'animation, de coordination, d'appui/conseil, de sensibilisation et d'information dans le domaine de la Sécurité auprès des Directions, entités et filiales du Groupe en lien avec les services de l'État concernés. Cette direction est l'interlocuteur des autorités de tutelle pour l'ensemble des activités associées à la Défense nationale ;
- un Directeur de la Sécurité et de l'Intelligence Économique systématiquement détaché par le ministère de l'Intérieur, ainsi qu'un officier de la Gendarmerie ;
- un maillage fort au sein des métiers avec les responsables et les pilotes de sécurité du patrimoine (RSP et PSP) et des missions sécurité ou de protection de métiers ou de filiales.

Ce dispositif est fondé sur la politique Sécurité du patrimoine face à la malveillance pour prévenir les risques et en limiter les impacts en cas d'agression. Cette politique repose sur les principes fondamentaux suivants :

- la conformité aux lois et règlements ainsi qu'aux règles éthiques du Groupe ;
- la mise en place de mesures de sécurité proportionnées aux risques, dans un triple souci de coordination, de cohérence et d'efficience ;
- une forte implication dans l'animation managériale et une contribution de l'ensemble des collaborateurs du Groupe ;
- l'intégration de la sécurité du patrimoine dans les processus de pilotage du Groupe.

Elle est complétée par des procédures relatives à la protection des personnes, des actifs immobiliers, des actifs immatériels, des instructions et un outil informatique permettant de collecter les incidents de sécurité.

En 2024, les principales actions au titre de la protection du patrimoine sont :

- préparation à la déclinaison des directives NIS V2 (Network & Informations Security) en lien avec l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information et REC (résilience des entités critiques) en lien avec notre autorité de tutelle ;
- mise en conformité avec les évolutions de la réglementation PCMNIT (protection et contrôle des matières nucléaires, de leurs installations et de leur transport) ;
- mise en place d'un Comité directeur de la filière sécurité composé des Responsables de Sécurité du Patrimoine de niveau Comité exécutif ;
- animation des Responsables de Sécurité du Patrimoine, une formation des nouveaux Responsables de Sécurité du Patrimoine, des appuis à la demande (ex. : sécurité de locaux, projet à l'étranger et sécurité…) et des animations sur les sujets d'actualité ;
- élaboration de revues de sécurité des entités pour présentation d'une synthèse en Comité exécutif ;
- refonte des référentiels sécurité des bâtiments tertiaires clarifiant la gouvernance et proposant un outil d'autoévaluation des sites ;
- organisation de séminaire sur la menace interne ;
- intervention dans les métiers d'actions de sensibilisation avec la DGSI : risque cyber, radicalisation… ;
- action de sensibilisation des équipes projets aux mesures de sécurité des Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024 ;
- prise en compte des dossiers « Sécurité du patrimoine » dans les développements des applications SI.

b) Défaillance des systèmes d'information dont attaques cyber

Risques principaux

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples, interconnectés et complexes indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, à la préservation de son patrimoine humain, industriel et commercial, à la protection des données personnelles (clients et salariés), et devant s'adapter à un contexte en forte évolution (transition numérique, nouveaux modes de travail partagé en entreprise étendue avec les fournisseurs, évolution de la réglementation, développement du télétravail, etc.).

Les systèmes d'information ainsi que les données qu'ils hébergent ou véhiculent, à l'instar des autres actifs du Groupe, pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces systèmes pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et/ou aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et entraver plus ou moins fortement les activités métier. Le Groupe est contraint à des investissements ou des coûts additionnels lorsque les lois et réglementations relatives à la protection des sites sensibles et infrastructures critiques deviennent plus contraignantes.

La fréquence et la sophistication des incidents de piratage des systèmes d'information ou de corruption des données sont au niveau mondial en augmentation. L'impact d'une agression malveillante – ou de toute autre défaillance provoquant une indisponibilité des systèmes d'information – peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe.

Actions de maîtrise

La politique Sécurité du Patrimoine face à la malveillance, porte des exigences relatives à la classification et la protection des informations. L'instruction Informatique et Liberté décline les exigences du RGPD concernant la protection des données personnelles. La politique Sécurité des systèmes d'information décline ces exigences sur les systèmes d'information et les données qu'ils contiennent afin de prévenir les risques liés à la cyber-malveillance et d'en limiter les impacts en cas d'incident. Une charte des Ressources informatiques et télécommunications s'applique à tous les utilisateurs (salariés ou partenaires) des SI EDF SA. Elle est intégrée au règlement intérieur de la Société.

L'application de ces politiques se traduit par :

- une gouvernance de la cybersécurité au plus haut niveau du Groupe, auprès du Comité exécutif et du Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration ;
- un dispositif de conformité constitué, d'un suivi de maturité de l'application du référentiel cybersécurité du Groupe, du contrôle interne et d'un plan d'audit cyber, tant sur des infrastructures que sur des systèmes d'information métiers ;
- des moyens opérationnels reposant sur des services et compétences dédiés à la cybersécurité contribuant à : l'analyse de la menace, la veille et qualification des vulnérabilités, les plans de remédiation, la cybersurveillance, les investigations, la levée de doute et la réponse à incident.

Ces dispositions sont complétées par des formations à la sécurité SI adaptées aux différents profils (utilisateurs, chefs de projets, développeurs d'applications, responsables sécurité SI…) et des campagnes de sensibilisations régulières sont proposées aux salariés.

En 2024, les principales actions déployées en matière de cybersécurité, de protection du patrimoine immatériel, et plus généralement de résilience de l'entreprise face aux risques d'atteinte aux systèmes d'information, sont :

- adaptation de l'évaluation du risque et des moyens de contrôle dans la filière cybersécurité ;
- renforcement de la cybersurveillance notamment sur les systèmes les plus critiques ;
- amélioration de l'efficacité des moyens de détection ;
- réalisation de campagnes de faux *phishing* sur le périmètre d'EDF (salariés et prestataires) avant les Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024 ;
- mise à disposition d'outils d'acculturation comme l'e-learning D-Code Cyber à destination des salariés du Groupe ;
- l'amélioration et l'industrialisation des capacités de réponses en cas d'attaque réussie : adaptation de la gestion de crise, renforcement l'anticipation notamment sur la reconstruction après incident ;
- renouvellement de l'assurance cyber Groupe.

Au 1er janvier 2025, les compétences cyber des fonctions centrales seront regroupées, permettant une maîtrise globale et homogène des processus et l'appui du Groupe, tout en maintenant un maillage de proximité avec les métiers.

1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux risques relatifs à la santé et à la sécurité au travail, pour son personnel et ses prestataires.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Le patrimoine humain et les compétences qui y sont associées, constituent un enjeu de premier ordre pour le Groupe et ses prestataires. La nature industrielle et la diversité des activités du Groupe renforcent le caractère fondamental du respect des règles en matière de santé et de sécurité et de la prise en compte des différents risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenant dans les installations industrielles du Groupe pour préserver la sécurité et la santé au travail.

Le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu des domaines d'activité du Groupe, y compris sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Or, la survenance de tels évènements pourrait donner lieu à des actions en justice y compris pénales à l'encontre du Groupe et, le cas échéant, à des sanctions pénales et/ou au paiement de dommages et intérêts qui pourraient s'avérer significatifs.

b) Actions de maîtrise

Le Groupe met en œuvre les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à la santé et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère prendre les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants.

Chaque entité du Groupe porte des plans d'actions visant à améliorer en permanence la sécurité et la santé au travail. Des actions sont également menées à l'échelle du Groupe : définition et promotion des règles vitales et du cadre de référence BEST – Bâtir ensemble l'excellence en santé sécurité au travail – pour le management de la santé sécurité, organisation d'un temps d'arrêt le 17 octobre 2024 pour mener, dans chaque équipe, des réflexions collectives visant à améliorer et renforcer les plans d'action sécurité sur le terrain (voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur »).

1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé à la bonne exécution et la pérennité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles avec ses fournisseurs ainsi qu'au risque de volatilité des prix, au risque de disponibilité (rupture ou tension d'approvisionnement), au risque logistique relatifs aux matières, matériels ou prestations qu'il achète pour les besoins de ses métiers. Ces risques peuvent être exacerbés par les crises et les conflits, tel le conflit russo-ukrainien, opposant les nations ou les blocs de nations entre elles, notamment quand des sources importantes de matières premières ou des moyens de production essentiels pour la continuité d'approvisionnement du Groupe ou de ses partenaires industriels sont situés dans les territoires concernés.

Criticité : ■■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Accès à des matières ou produits critiques pour le Groupe

Les besoins du Groupe en matières ou produits critiques peuvent concerner des marchés à surface réduite ou à tensions croissantes, notamment du fait de la structure et de l'évolution de l'offre industrielle ou de l'accroissement de la concurrence des nouveaux usages. Cette tension est due notamment aux besoins croissants des systèmes d'information et aux besoins des acteurs de l'énergie, en particulier, ceux liés à la transition climatique. Ces tensions sur les marchés peuvent renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques et entraîner une diminution de l'offre par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. Ce risque est actuellement accru en raison de tensions inflationnistes sur le prix des matières premières ou des composants nécessaires aux opérations.

Le Groupe fait appel, essentiellement dans les domaines de la production, nucléaire, hydraulique ou renouvelable, du stockage ou de la mobilité électrique, à des technologies qui nécessitent des matières ou des éléments dont l'accès peut représenter un enjeu fort [1]. La rareté ou les conditions d'accès à certaines matières premières peuvent être rendues critiques pour le Groupe en raison de limitations d'ordre géologique, géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, particulièrement dans un contexte de transition énergétique. Certaines situations de crise telles que la crise sanitaire Covid, peuvent également accentuer ou générer des difficultés d'accès à certains produits, matières ou services nécessaires aux activités du Groupe et rendre particulièrement complexe l'exécution de certaines prestations, voire conduire à différer leur réalisation. Le développement notamment lié au stockage, à la croissance des énergies renouvelables et à la pénétration de l'électricité bas carbone, pourrait générer des difficultés d'accès à certaines matières : lithium pour batteries, terres rares ferromagnétiques pour l'éolien, indium ou sélénium pour le solaire. Ces difficultés pourraient limiter la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de développement. De plus, la maîtrise des conditions d'extraction, de transformation, de conditionnement ou de mise à disposition des matières premières ou semi-ouvrées pour les besoins du Groupe, peut faire l'objet de dispositions appelant à une maîtrise des exigences réglementaires et un devoir de vigilance renforcés.

Les panels de fournisseurs

Le Groupe dépend actuellement, pour certains domaines, d'un nombre limité d'acteurs industriels disposant de compétences spécifiques et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice de la concurrence sur ces marchés où EDF est acheteuse. Elle crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques. Au-delà des grands groupes, ce sont les petites et moyennes entreprises françaises qui représentent l'essentiel du tissu industriel de fournisseurs. La tendance à une fragilisation sur le plan financier, observée depuis une dizaine d'années et alimentée par la succession des crises internationales, perdure, bien que les faillites, limitées en nombre, se soldent en général par une reprise et une opportunité de redynamisation.

Relations contractuelles et partenariats

Les relations avec les partenaires associés à EDF dans la réalisation des projets peuvent également être source de difficultés. Les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des impacts sur la conduite de certaines activités du Groupe et des projets compte tenu des matières nécessaires, technologies et des partenariats mis en œuvre.

Ces risques peuvent être exacerbés par les conflits opposant les nations ou les blocs de nations entre elles et notamment, à date, le conflit ukrainien, quand dans les territoires concernés sont situés des sources importantes de matières premières ou des moyens de production essentiels pour la continuité d'approvisionnement du Groupe ou de ses partenaires industriels.

b) Actions de maîtrise

En 2021, le Groupe a adopté une nouvelle politique Fournisseurs qui a pour objectif de sécuriser les objectifs de performance des projets en assurant qu'ils puissent s'appuyer sur des panels de fournisseurs répondant aux besoins et en dérisquant les situations de défaillance fournisseurs, de crise qualité ou de blocage contractuel.

Dans le cadre de la nouvelle organisation des activités nucléaires mise en place le 1er avril 2024 (voir la section 1.4.1.1.1 « Organisation et gouvernance nucléaire »), le Groupe met en œuvre des actions concernant notamment le renforcement des compétences de la filière (plan soudage et actions en lien avec les structures professionnelles et de l'éducation), l'amélioration des processus de sélection et qualification des fournisseurs, en intégrant les droits de travailleurs et les droits humains (voir la section 3.3.3 « ESRS S2 - Travailleurs de la chaîne de valeur » et plus généralement l'ensemble des enjeux RSE. Ces actions comportent aussi le développement de relations contractuelles plus partenariales. Dans ce cadre, le Groupe a mis en place depuis 2021, pour le domaine nucléaire, un « plateau politique Fournisseurs » destiné à coordonner les actions des entités impliquées dans la relation avec les fournisseurs. Le GIFEN [2] est également un acteur essentiel en tant que relais de la politique industrielle du Groupe.

Concernant les contrats passés par le Groupe avec les fournisseurs d'équipements ou de services, une contractualisation et une gestion des contrats conclus améliorée, notamment par la mise en œuvre à chaque étape d'actions de vigilance, constituent un enjeu majeur de maîtrise des opérations, des délais et des coûts associés.

La fonction *Contract Management*, animée par la Direction du *Contract Management*, vise à améliorer la gestion des risques et à créer des opportunités dans la gestion des contrats. Cette fonction fait intervenir des *Contract Managers* des directions tout au long du processus contractuel. Elle constitue une ligne de défense supplémentaire dans le management des contrats, en lien avec la tête de Groupe et les directions.

(1) Le thème de l'approvisionnement en uranium n'est pas considéré ici. Il est abordé dans le risque 2B « Maîtrise du cycle du combustible ».
(2) Le Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire, créé en octobre 2018, a pour vocation de rassembler tous les acteurs de l'industrie nucléaire française pour assurer l'attractivité de la filière et en entretenir les compétences.

En réponse aux dispositifs réglementaires et législatifs adoptés par certains pays dont les États-Unis et la Chine, et afin d'assurer sa conformité à ces lois et décisions, le groupe EDF (EDF, NNB, Framatome, etc.) a pris des mesures de sauvegarde notamment dans le cadre de l'organisation de ses projets nucléaires, en particulier au Royaume-Uni.

1F – Atteinte à la sûreté hydraulique

RÉSUMÉ

Les ouvrages hydroélectriques exploités par le Groupe présentent des risques aux conséquences potentiellement graves pour les populations, les biens et l'environnement, avec un impact financier et réputationnel pour le Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages.

a) Risques principaux

Les ouvrages hydrauliques du Groupe présentent des risques spécifiques aux conséquences potentiellement très graves : rupture, débordement lors de crue, manœuvres d'exploitation.

b) Actions de maîtrise

La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur. Elle comporte trois activités principales :

- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydroélectrique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, en France, principalement des Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 67 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière mise en œuvre par le préfet compétent ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulières de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur l'état des barrages exploités. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

De plus, pour chacun des « grands barrages », au titre de la réglementation française, une étude de danger comprenant un examen exhaustif est réalisée tous les 10 ou 15 ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Cet examen nécessite une vidange ou une inspection des parties immergées avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (Service de contrôle et de sécurité des ouvrages hydrauliques au sein de chaque DREAL).

Au niveau organisationnel, l'inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique (voir la section 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique »). Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site internet du Groupe.

1G – Risque de déséquilibre offre/demande au périmètre d'EDF

RÉSUMÉ

Une moindre production du parc nucléaire conjuguée notamment avec un retour massif des clients des fournisseurs alternatifs vers EDF peut créer un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité du périmètre d'EDF qui pourrait se traduire par des besoins d'achats importants sur les marchés de gros. Une telle situation pourrait entraîner des conséquences financières pour le Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

Le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité au périmètre EDF pour l'hiver 2024-2025 est en baisse par rapport aux deux hivers précédents en raison notamment d'une meilleure disponibilité hivernale prévisionnelle des centrales nucléaires d'EDF et du maintien de l'effet sobriété observé depuis l'été 2022 sur la consommation.

L'amélioration de la disponibilité résulte notamment de la résorption progressive de l'impact des chantiers de réparation des circuits présentant des défauts de corrosion sous contrainte. De plus, malgré des incertitudes persistantes sur le contexte géopolitique, les prix de marchés ont diminué, ce qui réduit l'impact d'éventuels achats d'électricité sur les marchés par EDF en cas d'aléa sur la production.

Compte tenu de la thermo-sensibilité de la consommation d'une partie des clients d'EDF, une situation de déséquilibre pourrait principalement survenir pendant un épisode de grand froid, et serait aggravée, le cas échéant, en situation de faible vent affectant la production éolienne et la liquidité des marchés court terme. Ce risque n'est donc pas anticipable au-delà de quelques jours, en fonction des prévisions météo.

b) Risques principaux

En cas de déséquilibre avéré, EDF peut être amenée à acheter sur les marchés court terme des volumes d'énergie très importants à des prix très élevés. Si la liquidité des marchés est insuffisante pour permettre à EDF de réaliser les achats nécessaires à son équilibrage, les risques financiers sont majorés car dépendants du prix de règlement des écarts d'équilibre, qui peuvent être bien plus élevés que les prix des marchés. Des conséquences sont aussi possibles en termes d'image si un déséquilibre de l'offre-demande France conduisait à des délestages et que ce déséquilibre pouvait être attribué à un déséquilibre du portefeuille EDF. La probabilité d'occurrence d'un tel déséquilibre est cependant en forte baisse par rapport à l'hiver 2022-2023.

c) Actions de maîtrise

La maîtrise par RTE du risque de déséquilibre grave production/consommation est basée sur la conception et la mise en place de règles et de mécanismes de marché : mécanisme de capacité, organisation responsable d'équilibre/mécanismes d'ajustement, appel d'offres). De plus, RTE dispose de leviers « postmarché » : interruption de grands sites industriels (contre rémunération), recours à des contrats de secours auprès des autres gestionnaires de réseaux européens, réduction de la tension, etc. Ce n'est que lorsque l'utilisation de l'ensemble de ces leviers s'avère insuffisante que RTE peut avoir recours à des délestages ciblés et tournants de consommation. Les leviers post-marché et le délestage ciblé ne doivent pas être assimilés à des *blackouts*, ils visent au contraire à en empêcher la survenue. RTE a mis en place le système EcoWatt d'incitation à la réduction volontaire de la consommation à certains moments clefs. Enfin, RTE a défini et mis en œuvre les moyens permettant de limiter l'ampleur des incidents en termes d'étendue et de délai de retour à la normale (plan de défense, qui peut aussi conduire à des délestages ciblés, plan de reconstitution du réseau, exercices de crise). EDF contribue à la maîtrise de ce risque au-delà de ses obligations réglementaires et de sa responsabilité de gestionnaire d'équilibre, au travers de son engagement à répondre aux appels d'offres de RTE pour la constitution des réserves, à contractualiser avec RTE pour permettre une planification coordonnée des arrêts de groupes de production et des interventions sur le réseau et à contribuer au bon fonctionnement du mécanisme de capacité. Dans le cadre de la préparation de l'hiver, EDF a identifié, conformément à ses processus habituels, les leviers à mettre en place pour maîtriser ce risque, en agissant tant sur la production que sur la demande. Afin de maximiser la production disponible en hiver, EDF a notamment optimisé le planning des arrêts de tranches nucléaires, en anticipant ou en retardant les arrêts pour libérer autant que possible les semaines de forte demande.

1H – Risque de *black-out*

RÉSUMÉ

Un *black-out,* c'est-à-dire un incident réseau électrique généralisé, sur un territoire desservi par le Groupe pourrait avoir des conséquences sur les activités, la situation financière et la réputation du Groupe.

Criticité : ■ Modérée

a) Risques principaux

Le Groupe pourrait être confronté à un *black-out*, un incident réseau généralisé, d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'évènement l'ayant causé se produisait sur un réseau non exploité par EDF ou était imputable à un tiers.

À la différence du risque de déséquilibre entre l'offre et la demande, les causes potentielles d'un black-out résultent de phénomènes à dynamique rapide : rupture accidentelle d'alimentation ou d'acheminement, ruptures en cascade sur le réseau de transport, problèmes d'interconnexion. L'initiateur est généralement une panne importante d'un équipement essentiel de transport ou plus rarement de production, dans des circonstances particulières et aggravantes, qui génère par sollicitation des protections automatiques la mise hors service rapide d'une partie significative du système électrique.

De telles ruptures d'alimentation non prévisibles pourraient créer une grande désorganisation de tout ou partie du pays, pour une durée potentielle de plusieurs heures. Un *black-out* pourrait ainsi avoir un impact négatif sur la réputation du Groupe auprès de ses clients et l'ensemble de ses parties prenantes et sur sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

La maîtrise de ce risque est au cœur de la mission de RTE, responsable 24h/24 du pilotage du système électrique français et de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France, en particulier en temps réel. Les moyens mis en œuvre par RTE s'inscrivent dans le cadre défini par les pouvoirs publics et dans le respect des politiques communes aux gestionnaires de réseau de transport européens et établies dans le cadre de l'ENTSOE (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*).

La contribution d'EDF à la maîtrise du risque, au-delà de ses obligations réglementaires et conformément au contrat de service public et à sa responsabilité de gestionnaire d'équilibre, réside dans son engagement à :

- répondre aux appels d'offres de RTE pour la constitution des réserves ;
- contractualiser avec RTE pour permettre une planification coordonnée des arrêts de groupes de production et des interventions sur le réseau ;
- garantir la conformité des performances de ses centrales et des automatismes associés aux normes et engagements contractualisés entre EDF et RTE.

1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité

RÉSUMÉ

Le Groupe exploite des installations à l'égard desquelles des évènements, chroniques, incidentels ou accidentels pourraient avoir des conséquences graves sur l'environnement humain ou naturel, notamment en matière de biodiversité et de capital environnemental (air, sols et eau).

Criticité : ■ Modérée

a) Risques principaux

Le Groupe exploite ou a exploité, des installations qui, dans le cadre de leur fonctionnement ou de leur démantèlement, peuvent être à l'origine d'évènements chroniques ou incidentels, ou d'accidents industriels donnant lieu à des impacts environnementaux (risques de pollution de l'air, des sols, de l'eau) ou sanitaires.

Ce risque fait l'objet de compléments dans le chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance ».

- Toutes les installations et tous les projets du Groupe sont concernés par les questions de maîtrise des pollutions potentielles ou d'atteinte à la biodiversité. Les principales thématiques portent sur les prélèvements d'eau, sur les rejets liquides (pollutions, températures), et sur les rejets gazeux (poussières, sOx, nOx) en lien avec le changement climatique, la protection de la biodiversité et la maîtrise de la production de déchets. C'est le cas en particulier en France où EDF est utilisateur de ressources foncières ou naturelles de première importance. L'enjeu est d'autant plus important que la transition énergétique et les évolutions réglementaires introduisent des exigences renforcées en matière de protection de la biodiversité, de maîtrise des pollutions, et plus généralement de maîtrise de l'ensemble des impacts sur le patrimoine environnement.
- Le Groupe exploite environ 40 installations classées Seveso au titre de la Directive européenne pour la prévention et la gestion des risques industriels majeurs. Il s'agit essentiellement d'installations de stockage ou d'entreposage de fioul, de gaz ou de produits chimiques. L'impact d'une défaillance de la sécurité industrielle peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière ou juridique en lien avec le devoir de vigilance, sur le patrimoine environnemental ou la réputation du Groupe. Une telle défaillance pourrait remettre en cause la capacité du Groupe à répondre à ses enjeux RSE.
- De plus, les installations du Groupe peuvent être situées dans des zones industrielles où existent d'autres activités présentant le même type de risques. Des accidents survenant dans des installations voisines, relevant d'autres exploitants et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les installations du Groupe.

Les mesures prises pour la sécurité industrielle et la maîtrise de ces risques peuvent ne pas s'avérer pleinement efficaces, ce qui pourrait avoir des conséquences sur les personnes, les biens et l'environnement. La responsabilité du Groupe pourrait être engagée.

Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer insuffisantes en cas d'accident majeur, et le Groupe pourrait être dans l'incapacité dans la durée de maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement complémentaire dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ». Les risques spécifiques aux installations hydrauliques sont détaillés dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle ».

b) Actions de maîtrise

- Les études de maîtrise de risques sont réalisées sur chaque site industriel. Elles intègrent les impacts potentiels sanitaires ou environnementaux : respect de la réglementation, actions d'amélioration continue de prévention et de protection dans le domaine des sols, de l'eau, de l'air et des effets potentiels sur la santé. Ces études et actions de maîtrise sont réinterrogées *a minima* tous les 10 ans lors des contrôles périodiques. Elles sont aussi réinterrogées lors des évolutions notables des installations ou de leur mode de fonctionnement, qui peuvent nécessiter une mise à jour de l'étude de maîtrise des risques et de l'impact potentiel sur l'environnement.
- Les études de risques et les actions de maîtrise intègrent, lorsque c'est nécessaire, des mesures ERC (évitement, réduction, compensation).
- Des dispositions de surveillance et de contrôle de sécurité des installations sont mises en œuvre en interne dans le cadre de programmes dédiés mais aussi par les services déconcentrés de l'État lors d'inspection.
- Le retour d'expérience est pris en compte dans les études de risques et les actions de maîtrise. À titre d'exemple, le retour d'expérience de l'incendie survenu le 26 septembre 2019 à l'usine Lubrizol, classée Seveso, de Rouen a été intégré dans les analyses. Ainsi, les arrêtés complémentaires post-Lubrizol relatif aux stockages des liquides inflammables et aux matières toxiques sont mis en œuvre dans les installations ICPE du Groupe.
- Le réseau RIN (risques industriels et naturels) au sein d'EDF s'assure du suivi, de l'appropriation et de l'intégration des nouvelles exigences sur les sites.
- Le Groupe mobilise, par ailleurs, des ressources importantes en faveur de la biodiversité à travers ses engagements de responsabilité sociétale d'entreprise relatifs à la préservation des ressources de la planète (voir la section 3.2 « Informations environnementales »).

2.2.2 Risques spécifiques aux activités nucléaires

2A – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés

RÉSUMÉ

Les provisions constituées par le groupe EDF pour couvrir les charges liées aux opérations de démantèlement des installations nucléaires en France ainsi que pour le traitement et le stockage ultime des déchets radioactifs, y compris les déchets à vie longue issus du traitement des combustibles usés et de la déconstruction, sont exposés à des risques (techniques, de coût et de planning) susceptibles de les remettre en cause. Afin de maîtriser ces risques, EDF a mis en place une organisation dédiée pour porter les projets de démantèlement et de gestion des déchets, couverts par ces provisions. L'audit de 2020-2021 de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) sur le démantèlement des installations arrêtées ainsi que l'inspection de l'ASN de 2021 sur le management des projets de démantèlement des réacteurs UNGG, ont conforté à la fois les scénarios étudiés et la pertinence de l'organisation et du management des projets mis en place par EDF. Toutefois, plusieurs facteurs exogènes susceptibles d'impacter les charges de démantèlement et de gestion à long terme des déchets demeurent, notamment : le risque d'inflation, les tensions sur le tissu industriel et les compétences, l'évolution éventuelle de la fiscalité Cigéo, etc. Ces facteurs de risques pourraient avoir un impact défavorable sur les charges estimées, nécessitant de revoir à la hausse des provisions associées ainsi que les actifs dédiés destinés à les couvrir, avec un impact négatif sur le cash-flow, les résultats et les perspectives du Groupe. En outre, ces opérations doivent répondre à l'enjeu de la RSE relatif à la gestion des déchets et à l'économie circulaire.

Criticité : ■ ■ *Intermédiaire*

a) Démantèlement des installations à l'arrêt définitif

En France, le Code de l'environnement impose à tout exploitant d'installations nucléaires de base d'évaluer, de manière prudente, les charges de démantèlement de leurs installations ainsi que les charges de gestion de leurs combustibles usés et déchets radioactifs, incluant les charges de transport hors site. La loi impose également de constituer des provisions correspondant à ces charges et d'affecter, à titre exclusif, à la couverture de ces provisions les actifs nécessaires, également appelés « actifs dédiés ». Cette obligation s'applique aussi bien aux installations déjà arrêtées, dès lors que leur démantèlement n'est pas achevé et leur déclassement prononcé par l'autorité, qu'aux installations en fonctionnement, dans la perspective de leur démantèlement futur.

Actuellement, les opérations de démantèlement des installations nucléaires d'EDF en France (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ») concernent principalement des réacteurs qui ont été construits, exploités puis définitivement arrêtés. Ces opérations portent sur quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteurs modérés au graphite et refroidis au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint-Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz A et Fessenheim).

Au Royaume-Uni, deux réacteurs de Dungeness ont été définitivement arrêtés en juin 2021, ceux de Hunterston B en novembre 2021 et janvier 2022 et ceux de Hinkley Point B en juin et août 2022. En vertu des accords conclus lors de la restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. seront supportés par le Nuclear Liabilities Fund (NLF) et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »). En juin 2021, un accord a été conclu avec le gouvernement britannique (BEIS), qui précise le rôle d'EDF Energy pour la phase d'évacuation du combustible, comment et quand les coûts seront recouvrés, et les conditions selon lesquelles les centrales seront transférées au gouvernement. Cet accord met à jour le *Nuclear Liabilities Fund Agreement* (NLFA).

Risques principaux

- Les opérations de démantèlement en cours en France constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible, voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience.
- Par construction, toute provision par rapport à une dépense future présente un risque, qui peut être lié notamment à des évolutions de contexte administratif, réglementaire, technique, économique, etc.
- Ces incertitudes et aléas pourraient conduire à des révisions des montants provisionnés. Les provisions constituées pourraient ne pas couvrir les coûts effectivement constatés le moment venu. Ainsi, au Royaume-Uni, les accords en vigueur prévoient que les dépenses liées au déchargement et à l'évacuation du combustible pour être couvertes par le NLF, soient justifiées par EDF Energy et approuvées par le Gouvernement ; à défaut, elles resteraient à la charge d'EDF Energy.
- Concernant les centrales nucléaires dont EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Chine et Belgique), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

Actions de maîtrise

- Pour le démantèlement actuel et futur des installations nucléaires en France ainsi que la gestion à long terme des déchets, EDF a mis en place une organisation dédiée pour définir, en termes techniques, de coût et de délai, les projets couverts par les provisions prescrites par la loi.
- Le retour d'expérience acquis sur le démantèlement quasi achevé du REP de Chooz A, ainsi que les éléments issus des études de Fessenheim et des premiers éléments de la préparation au démantèlement des réacteurs de ce site, permettent de rendre robustes autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs du démantèlement du parc nucléaire d'EDF actuellement en fonctionnement.
- Le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes à l'établissement des provisions (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », la note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). Ces éléments sont notamment exposés dans le rapport triennal, établi par EDF en application du Code de l'environnement, décrivant l'évaluation des charges de démantèlement et de gestion des déchets, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions correspondant à ces charges et les choix retenus en ce qui concerne la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture de ces provisions. Ce rapport, ainsi que son document d'actualisation annuel, sont soumis à l'évaluation de l'autorité compétente (DGEC).

- Le montant des provisions, conformément au Code de l'environnement, fait l'objet d'un contrôle par la DGEC, qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions.
- L'audit de 2020-2021 de la DGEC sur les installations arrêtées (hors REP) ainsi que l'inspection de l'ASN de 2021 sur le management des projets de démantèlement des réacteurs UNGG ont conforté à la fois les scénarios étudiés et la pertinence de l'organisation et du management des projets de la Direction des Projets Déchets et Démantèlement, en concluant que « *le processus de chiffrage et de révision annuelle est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine. Les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité* ».
- La gouvernance en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires a été renforcée par l'élaboration d'une politique Groupe, validée par le Conseil d'administration du 30 juin 2021, et la création en 2021 d'une fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires conformément au décret 2020-830 du 1er juillet 2020.
- Au Royaume-Uni, le risque relatif au recouvrement des coûts de déconstruction a été significativement réduit par l'accord avec le gouvernement. Les actions de maîtrise de risque complémentaires sont :
  - le maintien de la qualité des relations avec le gouvernement et la NDA (Nuclear Decommissioning Authority) ;
  - le renforcement des dispositifs de surveillance et de conformité contractuelle, ainsi que du reporting et du management de la performance.

Des plans sont en préparation pour permettre le transfert, dans les meilleures conditions, des réacteurs à démanteler à la Nuclear Restoration Services (NRS, anciennement Magnox) qui terminera le démantèlement une fois le combustible retiré.

b) Gestion des déchets

En France, EDF est responsable de tous les déchets radioactifs produits durant :

- l'exploitation des installations nucléaires que le Groupe exploite ;
- les opérations de traitement des combustibles usés provenant des réacteurs exploités par EDF ;
- les opérations de démantèlement des installations nucléaires que le Groupe exploite (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » – Le stockage des déchets ultimes conditionnés).

À ce titre, EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets (*cf.* cadre légal présenté au paragraphe a) ci-dessus). Pour chaque catégorie de déchets (haute, moyenne, faible ou très faible activité), une filière de gestion spécifique est identifiée.

La majeure partie de la provision pour la gestion à long terme des déchets concerne les déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL). Elle s'appuie sur l'hypothèse du stockage géologique qui est la référence au niveau international pour le stockage ultime des déchets radioactifs à haute et moyenne activité à vie longue et sur les travaux menés en 2006 avec l'ANDRA, les pouvoirs publics et les autres producteurs de déchets radioactifs (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 et la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Le coût de référence du projet de stockage des déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL) permettant d'établir les provisions associées est défini par l'arrêté du 15 janvier 2016. En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et a minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire et de Radioprotection. À ce titre, l'ANDRA doit remettre en avril 2025 à la DGEC, à l'ASNR et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier sera suivi d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo à l'horizon de septembre 2025.

Un centre de stockage dédié aux déchets à faible activité et vie longue (FAVL), dont le graphite des réacteurs UNGG, est également prévu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL est en cours de définition dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Au Royaume-Uni, les accords conclus avec les autorités (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire ») prévoient que la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs soient transférés au gouvernement britannique. L'accord supplémentaire conclu avec le gouvernement en 2021 clarifie les modalités de recouvrement des coûts associés à la gestion des déchets.

Risques principaux

- En tant qu'exploitant nucléaire, la responsabilité du Groupe est engagée pour assurer la sûreté de ses propres installations de traitement et d'entreposage de ses déchets.
- En tant que producteur de déchets radioactifs, la responsabilité du Groupe est engagée pour identifier les filières de gestion adaptées. Lorsque les filières sont exploitées par d'autres acteurs, la responsabilité du Groupe pourrait être engagée, en particulier en cas d'accident avec dommage aux tiers ou à l'environnement dus à des non-conformités de ces déchets par rapport aux spécifications définies par les exploitants de ces installations.
- Pour le projet de centre de stockage géologique développé par l'ANDRA pour les déchets HA et MAVL (Cigéo), les risques de surcoût en phase de conception ainsi qu'en phase de réalisation restent présents. Par ailleurs, un travail sur la fiscalité de ce projet est toujours attendu.
- Concernant le stockage des déchets FAVL une actualisation des provisions peut être rendue nécessaire en fonction des conclusions des études menées dans le cadre du PNGMDR ou de la conception du futur site de stockage développé par l'ANDRA.
- Selon les accords de restructuration de British Energy, EDF Energy Nuclear Generation Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre de ces accords.
- La non-maîtrise du montant des dépenses et de leur échéancier de réalisation pour les solutions de traitement et de stockage ultime des déchets dont le Groupe assure la responsabilité, aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.
- Concernant les centrales nucléaires dont EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Belgique, Chine), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures liées à la gestion des combustibles usés et des déchets.

Actions de maîtrise

- La stratégie de maîtrise consiste à développer et sécuriser des filières de traitement des déchets radioactifs afin de répondre aux besoins présents et futurs des chantiers de démantèlements et de l'exploitation des installations nucléaires du Groupe. À cet effet, l'organisation des filiales de Cyclife poursuit sa consolidation afin de proposer une gamme de solutions adaptées de traitement des déchets.
- Pour Cigéo (le projet de centre de stockage géologique développé par l'ANDRA pour les déchets HA et MAVL), la stratégie de maîtrise consiste à sécuriser le projet en proposant à l'ANDRA des optimisations techniques, et à apporter un appui à la stratégie de développement et à la réalisation du stockage, pour respecter le coût objectif de 25 milliards d'euros [1] (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

(1) Coût économique 2011.

À cet effet une convention de coopération a été signée fin 2020 entre EDF et l'ANDRA. Début 2025, les travaux sur la mise à jour du dossier de chiffrage restent en cours de finalisation. Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes clos au 31 décembre 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016. (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 et la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »)

- Pour le stockage des déchets graphites, le Groupe poursuit sa participation, en tant que producteur, aux différents groupes de travail relatifs à ce sujet. EDF est engagée activement dans le Comité d'orientation du PNGMDR.
- Au Royaume-Uni, la mise en place de dispositions pour la gestion du combustible usé des réacteurs RAG et REP se poursuit :
  - > EDF Energy met en œuvre des actions d'amélioration continue et de minimisation des quantités de combustible usé et de déchets générées, à travers ses politiques de sûreté et de développement durable ;
  - > les dispositions pour la gestion du combustible usé des RAG ont été définies lors de la restructuration de British Energy. Le combustible usé des RAG est évacué sur le site de retraitement de Sellafield pour entreposage de long terme. EDF Energy finance cet entreposage (ainsi que le retraitement réalisé les années passées) ;
  - > le combustible usé du REP de Sizewell B est entreposé sur site dans une installation dédiée d'entreposage à sec. Celle-ci assurera un entreposage sûr de tout le combustible usé produit pendant la durée de vie de Sizewell B. À l'issue de cet entreposage en surface de long terme, le combustible usé du REP de Sizewell B sera transféré dans le futur centre de stockage géologique britannique. Cette stratégie est approuvée par la NDA et est financée par le Nuclear Liabilities Fund.

c) Provisions et gestion des actifs dédiés

Contexte

La note 15.1 « Provisions nucléaires et actifs dédiés en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 figurant dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » présente les montants des charges aux conditions économiques à fin 2024 ainsi que les provisions correspondantes relatives :

- au démantèlement futur du parc nucléaire de production d'électricité en France et des installations actuellement arrêtées ;
- à la gestion des derniers cœurs de combustible ;
- à la gestion à long terme des déchets et à la reprise et au conditionnement des déchets présents dans les installations.

Cette note indique également les analyses de sensibilité sur les provisions et sur le résultat du Groupe, à une variation du taux d'actualisation, pour les différentes catégories de provisions. L'ensemble de ces provisions représente plusieurs dizaines de milliards d'euros.

La note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 présente les mêmes éléments pour Framatome et Cyclife France et leurs installations nucléaires de base en France.

La note 15.1.2 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 présente la valeur de réalisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF pour couvrir les coûts des engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) au 31 décembre 2024. Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant d'EDF constitué par le gouvernement britannique (Nuclear Liabilities Fund – NLF) pour le parc nucléaire existant. Pour les engagements relatifs à HPC, les fonds seront gérés par FundCo, un organisme (un trust) indépendant des actionnaires d'HPC (EDF Energy et CGN) et du gouvernement britannique. L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »).

Risques principaux

- Les aléas et incertitudes relatifs à ces provisions pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.
- En cas de variation significative des provisions qui déterminent l'assiette de référence des actifs dédiés, des dotations supplémentaires pourraient être nécessaires pour ajuster la valeur de ces actifs. Ceci aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales ou européennes, en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF [(1)], pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence significative sur la situation financière d'EDF.
- Bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes, les variations des cours des marchés financiers ou les évolutions de valorisation pourraient avoir un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir la section 5.1.7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA » pour une analyse de sensibilité). Ceci pourrait conduire EDF à engager des dotations supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs. De tels évènements pourraient affecter négativement et de façon significative la situation financière du Groupe.
- La non-disponibilité ou un montant insuffisant des actifs dédiés pour couvrir les échéanciers de dépenses des engagements de long terme du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Dispositifs de gouvernance

Afin d'assurer la maîtrise des provisions et de la gestion des actifs dédiés, le Groupe a mis en place des dispositifs de gouvernance spécifiques :

- la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires, conformément au décret 2020-830 du 1er juillet 2020 ;
- le Comité de gestion opérationnel du portefeuille d'actifs dédiés ;
- le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) du Conseil d'administration.

(1) Le rapport de la Cour des comptes sur l'arrêt et le démantèlement des centrales nucléaires à destination de la Commission des finances du Sénat publié le 4 mars 2020 préconisait d'intégrer progressivement aux catégories de charges de long terme les coûts de toutes les opérations de préparation au démantèlement, les dépenses de post-exploitation et le coût des impôts, taxes et primes d'assurance directement imputables aux sites en démantèlement.

2B – Maîtrise du cycle du combustible

RÉSUMÉ

En complément de la maîtrise de la sûreté nucléaire (risque 2C), de l'exploitation des installations nucléaires existantes (risque 1B) et des projets de Nouveau Nucléaire (risque 1A), le Groupe est exposé, dans les activités nucléaires, à la maîtrise du cycle du combustible nucléaire.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement, en fournitures d'assemblages combustibles et en opérations de retraitement du combustible usé.

En France, EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec Orano en décembre 2008 et déclinées dans les contrats d'application successifs (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). Ces provisions représentent environ 16 milliards d'euros. La note 15.1.1.5 « Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité » et la note 15.1 « Provisions nucléaires et actifs dédiés en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 indiquent la correspondance entre d'une part « les charges aux conditions économiques de fin de période », qui représentent les montants de devis au 31 décembre 2024, et d'autre part « les montants provisionnés en valeur actualisée ».

b) Risques principaux

Approvisionnement en combustible nucléaire

Les prix et les volumes subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs, notamment politiques et économiques, ne relevant pas du contrôle du Groupe : perspectives de rentabilité des investissements miniers, déséquilibre offre/demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou une usine du cycle, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un évènement entraînant une instabilité institutionnelle dans un pays producteur ou à la survenance de restrictions/sanctions/embargos.

Logistique du combustible nucléaire

L'entreposage et le transport du combustible nucléaire, neuf ou usé, sont une activité industrielle qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques. Ces exigences pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe.

En cas de défaillance de cette logistique industrielle, le Groupe pourrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production d'électricité sur les sites impactés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Les contraintes pesant sur le transport de matières nucléaires restent fortes notamment au regard de l'accroissement des exigences sécuritaires et réglementaires.

Compte tenu du risque de saturation des piscines d'entreposage existantes et du risque d'impossibilité, à terme, de mise en œuvre d'un multi-recyclage dans ses réacteurs à eau sous pression de 3e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de 4e génération dits « GEN IV », le cycle du combustible, pourrait être remis en cause. Cela aurait des conséquences tant en termes d'exploitation qu'en termes financiers.

Provisions pour la gestion du combustible usé

Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période non couverte par le contrat actuel avec Orano tient compte des dispositions du contrat d'application pour la période 2024-2026.

c) Actions de maîtrise

La stratégie de maîtrise du risque lié à l'approvisionnement consiste à sécuriser progressivement le portefeuille au moyen de contrats long terme compétitifs et diversifiés respectant les objectifs de couverture des besoins présenté au Conseil d'administration. Les contrats à prix fixe sont privilégiés, ou avec une part limitée à prix de marché, ce dernier étant systématiquement encadré afin de réduire l'exposition au marché.

Dans le domaine du transport, les actions de maîtrise mises en œuvre par EDF comprennent notamment le renforcement de l'imprédictibilité des transports et du lien avec les autorités (HFDS/IRSN/ASN), la prévention et la réduction des impacts potentiels sur le parc, ainsi que le développement de leviers alternatifs (anticipation des livraisons, transfert inter tranche...).

La maîtrise des capacités d'entreposage du combustible usé est primordiale pour préserver l'équilibre du cycle fermé. Un schéma industriel pour les futures installations du cycle Orano de la Hague est en cours d'instruction entre EDF et Orano, il intègre la mise en service de nouvelles capacités d'entreposage (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). Dans l'intervalle, Orano prévoit de densifier ses piscines existantes sur le site et développe une solution temporaire d'entreposage à sec de combustible usé.

La stratégie d'EDF pour le cycle du combustible est de conserver la perspective à long terme d'un cycle fermé reposant sur des réacteurs GEN I3.

Enfin, la maîtrise de ce risque prend en compte, conformément au plan de vigilance d'EDF, les impacts potentiels sur les droits humains, la santé et la sécurité des travailleurs sur l'ensemble de la chaîne de valeur (voir le chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance »).

2C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire

RÉSUMÉ

En complément de la maîtrise de la performance industrielle, et compte tenu de la place de la production nucléaire dans le groupe EDF, l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire, avec la priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, conditionne la performance globale du Groupe. En raison de ses activités dans le nucléaire, le Groupe est exposé à des risques de responsabilité civile nucléaire.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

Le premier responsable en matière de sûreté nucléaire est l'exploitant nucléaire, tout au long du cycle d'exploitation des réacteurs nucléaires. Ce principe ainsi que celui du contrôle sont réaffirmés dans la politique Sûreté nucléaire du groupe EDF. L'exercice de cette responsabilité d'exploitant nucléaire relève de l'enjeu « sûreté nucléaire, santé, sécurité » de la RSE du Groupe (voir la section 3.3.1 « Sûreté, santé et sécurité de tous »). Cette responsabilité est confiée par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Production Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Projets et Construction, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions concernées qui, eux-mêmes, subdèlèguent vers les Directeurs d'Unités.

b) Risques principaux

Maîtrise de la sûreté nucléaire

La priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, telle que définie dans la Politique Sûreté Nucléaire du Groupe, est un facteur de performance industrielle de l'activité nucléaire dans sa globalité. La prise en compte de la conception par l'exploitant nucléaire et de l'exploitation par le concepteur est un élément de sûreté nucléaire. La non-maîtrise de la sûreté en exploitation pourrait avoir des conséquences majeures, voire vitales sur la valeur de l'actif industriel du Groupe, sur sa situation financière et ses perspectives de développement, voire de poursuite de son activité industrielle.

Tout évènement grave lié aux activités nucléaires du Groupe, avec notamment une conséquence potentielle ou avérée sur la population ou sur l'environnement d'un territoire pourrait induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des sites industriels du Groupe, voire l'interruption partielle ou totale des activités nucléaires du Groupe. Un tel évènement pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, la situation financière, la stratégie et la réputation du Groupe.

Responsabilité civile nucléaire

Le régime de responsabilité civile nucléaire applicable aux exploitants d'installations nucléaires des États parties à la Convention de Paris et les assurances associées sont décrits à la section 2.1.3.7 « Assurances ». Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'évènement causant un dommage nucléaire, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays, indépendamment de la cause de l'évènement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Dans les pays où le Groupe est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi pourraient être augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, en vigueur depuis le 1er janvier 2022, prévoient un relèvement de ces plafonds et un élargissement notable des dommages à couvrir. Le montant de responsabilité de l'exploitant s'élève en France à 700 millions d'euros pour les dommages nucléaires causés par chaque accident nucléaire et à 80 millions d'euros en cas de transport de substances nucléaires pour un même accident nucléaire. L'entrée en vigueur des autres modifications prévues par ces protocoles est de nature à augmenter de nouveau le coût de l'assurance, et les assurances couvrant cette responsabilité pourraient ne pas toujours être disponibles ou être maintenues. Les couvertures assurantielles pour l'exercice de la responsabilité civile d'exploitant nucléaire du Groupe et pour celle en matière de transports de substances nucléaires, sont décrites à la section 2.1.3.7 « Assurances ».

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir la section 2.1.3.7 « Assurances »). Malgré cette couverture, tout évènement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe ne peut pas garantir que les assureurs couvrant à la fois sa responsabilité d'exploitant nucléaire et les dommages matériels affectant ses installations auront toujours les capacités disponibles ni que les coûts de couverture n'augmenteront pas de manière significative, eu égard notamment aux impacts sur le marché de l'assurance d'évènements tels que l'accident nucléaire survenu au Japon en mars 2011.

c) Actions de maîtrise

Face à ces risques, et en application de la politique Groupe, chaque société du Groupe, exploitant d'installations nucléaires, agit dans le cadre de prescriptions légales et réglementaires propres au pays d'implantation et a l'obligation de s'y conformer. Chacune garantit la sûreté nucléaire de ses installations et en améliore en permanence le niveau en s'appuyant sur ses méthodes, ses compétences et ses valeurs. Le Groupe développe des principes communs visant à obtenir le meilleur niveau de prévention des incidents et de protection des travailleurs, du public et de l'environnement. Ces principes s'appliquent à tous les stades d'activité, à la fois pour les nouveaux projets, pour les parcs existants ou les installations en déconstruction. Le Groupe associe étroitement ses partenaires industriels à l'atteinte de ces objectifs.

Chaque société est responsable de l'exercice de ses activités nucléaires, fixe les délégations adéquates à chaque niveau de décision ou d'action. Le Groupe garantit l'attribution des ressources nécessaires à la sûreté nucléaire.

Une entité interne en charge d'une évaluation de sûreté indépendante est mise en place au niveau de chaque site, de chaque société et du Groupe. Chacune rapporte au responsable concerné en toute indépendance des autres fonctions managériales. En outre, chacune a le devoir d'alerter l'échelon hiérarchique supérieur si la réaction du niveau directement impliqué n'est pas celle qui est attendue.

Les sociétés exploitantes nucléaires du Groupe reçoivent régulièrement des équipes d'évaluation internationales (*peer review* WANO [1], OSART de l'AIEA [2]).

Une information et une communication claires et transparentes sur les évènements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (Autorité de sûreté nucléaire en France, Office for Nuclear Regulation au Royaume-Uni), les collectivités locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

(1) WANO : World Association of Nuclear Operators.
(2) OSART : Operational Safety Analysis Review Team ; AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique.

Le Conseil de sûreté nucléaire présidé par le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine périodiquement le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de sûreté nucléaire. Il est ensuite rendu public (voir la section 1.4.1.1.4.3 « Installations nucléaires et sûreté »).

2.2.3 *Régulation des marchés, risques politiques et juridiques*

3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH

RÉSUMÉ

Les politiques énergétiques publiques et la régulation sectorielle sont évolutives tant en France qu'au niveau européen, même à bref délai, et exposent notre secteur à un important risque législatif et régulatoire. Ces évolutions peuvent impacter, notamment en France, l'offre et la demande d'électricité, l'architecture de marché, les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), les tarifs réglementés de vente (TRVE), la fiscalité applicable aux énergies ou la fiscalité applicable à l'entreprise. Elles peuvent aussi impacter le cadre des certificats d'économie d'énergie, des quotas d'émission de CO_2 ou les mécanismes de financement des investissements du Groupe à travers la taxonomie européenne.

Au niveau européen, l'architecture du marché de l'électricité a évolué avec notamment pour but de réduire la dépendance des prix de l'électricité à la fluctuation des prix du gaz, ainsi que de créer des conditions plus propices aux investissements amont (production d'électricité bas carbone) et aval (électrification des usages). Le taux d'électrification dans la demande en énergie finale stagne encore en Europe et demeure trop faible pour répondre aux objectifs climatiques fixés par l'Union européenne. C'est la raison pour laquelle une électrification ambitieuse des usages dans le bâtiment, l'industrie et les transports, permettant de tirer parti de tous les moyens de production d'électricité bas carbone, est l'une des priorités soutenues par le groupe EDF. Un plan d'électrification est à cet égard annoncé par la Commission européenne.

En France, les dispositions relatives au post-ARENH ont fait l'objet d'annonces le 14 novembre 2023[1]. EDF a commencé à déployer en 2024 la nouvelle politique commerciale à laquelle elle s'était engagée. Les dispositions relatives au mécanisme de captation/redistribution aux consommateurs d'une fraction des revenus du nucléaire ont été inscrites dans la loi de finances pour 2025.

Le contexte de marché a évolué avec des prix revenus à des niveaux proches de ceux d'avant crise et avec des situations de plus en plus fréquentes de prix spot négatifs.

Les conséquences des évolutions régulatoires sont potentiellement importantes pour le Groupe, dans la mesure où elles peuvent obérer sa situation financière, limiter sa capacité à financer sa stratégie ou à respecter ses engagements pour la protection du climat, ou encore freiner son développement par rapport à ses concurrents.

Criticité : ■ ■ ■ Forte

a) Contexte dimensionnant et risques principaux

Le contexte dimensionnant au niveau national pour ce risque (lois, règlements, orientations politiques), porteur de risques pour le Groupe, est le suivant :

- **Processus de révision de la Stratégie française énergie climat (SFEC)**

Après plusieurs étapes de concertation et de consultation des acteurs du secteur de 2021 à fin 2023, le gouvernement a lancé en fin d'année 2024 des consultations sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et le Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC). Dans les documents préparatoires, le gouvernement acte une trajectoire énergétique pour 2030, plus ambitieuse que celle déclinée dans la précédente PPE, et qui s'inscrit dans le triple enjeu de souveraineté, de compétitivité et d'accélération de la lutte contre le changement climatique afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050. La France affiche ainsi son ambition d'être « le premier grand pays industriel au monde à sortir de sa dépendance aux énergies fossiles ». En 2030, le niveau visé de baisse des émissions brutes de GES est de 50 % par rapport à 1990. Les grands leviers affichés pour cela sont :

- une réduction de 30 % de la consommation d'énergie, et plus spécifiquement de l'énergie fossile qui doit baisser de 45 % en 2030 par rapport à 2012 ;
- les économies d'énergies et les transferts d'usage vers l'électricité bas carbone et la chaleur renouvelable doivent conduire à une consommation décarbonée à hauteur de 60 % en 2030 ;
- la relance du nucléaire (préparation du programme de construction des EPR2, filière des SMR à développer, prolongement de la durée de fonctionnement des tranches le pouvant) et le développement des EnR électriques doivent permettre, selon le gouvernement, d'atteindre 560 TWh de production électrique bas carbone d'ici 2030 et 640 TWh d'ici 2035 ;
- à noter que les trajectoires de décarbonation à 2050 ne sont, à ce jour, pas fixées : la production ne répond pas aux consommations envisagées à cet horizon, et devraient faire l'objet de nouveaux scénarios pour leur finalisation.

Risques :

La volonté d'électrification apparaît décrite de façon diffuse dans les documents de consultation mais ne ressort pas assez comme la priorité principale. Sans mesures d'encouragement concrètes, il est possible que la consommation électrique n'évolue pas en conséquence de façon aussi dynamique que souhaitable pour décarboner. Ceci pourrait en outre conduire à une situation durable de surcapacité et de prix dépréciés.

- **Fiscalité**

Les accises ont été fixées par arrêté du 26 décembre 2024 à compter du 1er février 2025 (33,7 €/MWh pour les particuliers et assimilés, 26,2 €/MWh pour les petites et moyennes entreprises et 22,5 €/MWh pour les hautes puissances). L'accise sur le gaz est fixée à son niveau d'avant crise et n'est augmentée que de l'inflation.

(1) Conférence de presse de Bruno Le Maire, Agnès Pannier-Runacher et Luc Rémont du 14 novembre 2023.

Risques

L'électricité restera significativement plus taxée que les énergies fossiles (2 fois plus que le gaz malgré un contenu en CO_2/kWh presque 4 fois moindre). Les niveaux respectifs des accises pour l'électricité et le gaz vont ainsi à l'encontre de l'ambition d'électrification pourtant au centre de la politique de décarbonation pour atteindre la neutralité carbone. Le risque est donc que l'incohérence du signal prix avec les ambitions de la politique énergie-climat n'incite pas dès maintenant à investir dans des solutions de substitution des combustibles fossiles par l'électricité bas carbone.

- **L'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique)**

En 2023 et 2024, le « volume global maximal d'électricité pouvant être cédé » par EDF aux fournisseurs alternatifs dans le cadre de l'ARENH est revenu à son niveau de 100 TWh par an, après un rehaussement exceptionnel à 120 TWh en 2022. Ainsi, dès lors que les demandes des fournisseurs au titre de l'ARENH excèdent 100 TWh dans l'année, le volume d'ARENH cédé fait l'objet d'un écrêtement.

Depuis 2024, le calcul des droits à l'ARENH a été revu à la baisse via le « coefficient de bouclage », qui permet d'ajuster la puissance consommée à la part du nucléaire historique constatée dans le mix énergétique français [1]. En pratique, ceci ne modifie pas les quantités d'ARENH dont bénéficient les fournisseurs alternatifs, mais réduit l'écrêtement et améliore la visibilité de tous les acteurs. Ceci a aussi pour effet de réduire les volumes d'ARENH à disposition des fournisseurs pour l'approvisionnement des pertes des gestionnaires de réseau (ces volumes ne sont pas soumis à écrêtement).

L'année 2024 a également vu la concrétisation d'une réforme visant à ce que les montants du complément de prix CP1 soient reversés désormais à l'État plutôt qu'aux fournisseurs alternatifs [2]. Cette disposition a mis fin à un effet d'aubaine dont les fournisseurs alternatifs avaient pu bénéficier en 2022.

Risques :

Compte tenu des niveaux de prix de marché pour 2025, les risques d'arbitrage entre ARENH et marché ont été évités pour 2025, dernière année du dispositif de l'ARENH. Les risques d'utilisations dévoyées du dispositif qui ont pu être constatées les années précédentes paraissent globalement écartés.

- **Le cadre post-ARENH**

Le cadre prévu pour le post-ARENH à compter de 2026 est un cadre de marché dans lequel EDF vend librement sa production électronucléaire, en privilégiant dans sa politique commerciale un recours aux contrats de moyen et de long terme, pour répondre au besoin de visibilité sur les prix exprimé par les consommateurs tout en sécurisant ses revenus.

En complément, afin de stabiliser les prix acquittés par les consommateurs, un dispositif de taxation des revenus du parc nucléaire existant est mis en place, au-dessus de seuils de prix, à des fins de redistribution aux consommateurs.

Risques :

- *Plus précisément, afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5€/MWh et 25€/MWh pour le seuil de taxation, et entre 35€/MWh et 55€/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €$_{2023}$/MWh et de 110 €$_{2023}$/MWh.*
- *Une attention particulière est portée par les autorités sur le bon fonctionnement et la liquidité du marché à moyen terme ; si l'entreprise partage le souci d'un fonctionnement efficace et concurrentiel des marchés à cet horizon, elle se trouve exposée au risque de mesures inadaptées ou disproportionnées préjudiciables.*

- **Le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité**

La phase de consultations de la CRE sur les TURPE 7 HTA-BT (Distribution) et HTB (Transport) pour la période tarifaire débutant le 1er août 2025 s'est achevée en novembre 2024. EDF y a participé en qualité d'actionnaires d'Enedis et de RTE, d'utilisateur des réseaux, et de gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées.

Un enjeu commun aux deux tarifs est la juste rémunération des gestionnaires de réseau dans un contexte de forte hausse des investissements pour la période à venir (triplement pour RTE, hausse de 50 % pour Enedis), avec de nombreux projets à mener, et pour RTE spécifiquement, des projets plus risqués comme les raccordements d'éoliennes *offshore* ou les lignes sous-marines de haute tension à courant continu.

S'agissant du TURPE 6, la dette accumulée pendant la période sur les tarifs de réseau (le compte de régularisation des charges et des produits – CRCP) a atteint des montants historiquement hauts (plus de 3 milliards d'euros de débit, concernant Enedis). Dans ce contexte, la Commission de régulation de l'énergie a décidé des augmentations exceptionnelles des TURPE 6 au 1er février 2025 à hauteur de 9,6 % pour le transport et de 7,7 % pour la distribution (transport compris), lesquelles permettent d'engager dès le 1er février 2025 l'apurement des déficits accumulés jusqu'en fin 2023 et d'éviter des mouvements successifs de baisse puis de hausse du tarif réglementé de vente d'électricité exprimé TTC. La CRE a également décidé qu'il n'y aurait pas d'évolution en niveau du TURPE 7 au 1er août 2025. Dans l'hypothèse d'un transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État au 1er août 2025, le TURPE Distribution serait diminué de 1,92 %.

Un autre enjeu commun aux deux tarifs est la bonne maîtrise et la prévision des pertes réseau dans un secteur en évolution rapide. La stratégie de couverture de ces pertes par les gestionnaires de réseau permet de limiter l'exposition aux variations de prix de marché sur des produits à terme jusqu'à 4 ans à l'avance en fonction des modalités fixées avec la CRE.

Concernant le TURPE HTB (Transport), un enjeu spécifique, au-delà de la juste rémunération, porte sur le raccordement des grands consommateurs, qui doit être accéléré pour accompagner l'ambition d'électrification de l'économie.

Risques *:*

- *Le risque principal est une éventuelle difficulté à réaliser les investissements, pour des raisons industrielles (risques sur les approvisionnements dans un contexte de concurrence pour les matériaux avec d'autres gestionnaires de réseaux de transports européens notamment), ou de compétences et ressources humaines.*
- *Enfin, il existe un risque de constitution d'une créance tarifaire (le CRCP) du fait d'une exposition au marché de l'intégralité des achats de pertes.*

(1) L'arrêté du 27 juillet 2023 paru au Journal officiel du 24 août 2023 a abaissé la valeur du coefficient de bouclage de 0,964 à 0,844 à partir de 2024.
(2) Décret n° 2024-556 du 18 juin 2024.

- **Les charges et recettes de service public**

En France, les missions de service public sont assignées à EDF par la loi [1] qui prévoit également la compensation intégrale des charges via le budget général de l'État. Il peut toutefois exister un décalage des flux financiers d'une année sur l'autre car l'État peut accélérer ou différer la régularisation des montants versés à EDF quand les montants de charges constatés s'écartent dans un sens ou dans l'autre de la prévision.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a délibéré, comme chaque année, le 11 juillet 2024, sur le montant des charges de service public de l'énergie à compenser de 2025. Compte tenu des mouvements de prix importants observés sur les marchés, et comme le permettait une disposition dérogatoire de la loi de finances pour 2024, cette délibération comportait également un recalcul des charges à compenser de 2024. Ces dernières s'élèvent ainsi pour EDF à 3,9 milliards d'euros (boucliers tarifaires inclus). Cette même prévision effectuée en juillet de l'année dernière était de -0,5 milliard d'euros. L'écart entre ces deux évaluations est lié principalement à la baisse des prix de marché de 2023 et 2024.

Ce nouveau calcul, demandé et obtenu par EDF, a donc conduit à une évaluation positive des charges à compenser de 2024 (montant dû par l'État à EDF) et a permis une compensation au plus près de la réalité des charges.

Les charges prévisionnelles de 2025 sont quant à elles évaluées par la CRE à 6,9 milliards d'euros pour EDF. Elles « redeviennent » donc significativement positives après deux années pendant lesquelles elles ont été négatives ou plus faibles, en raison des niveaux très élevés atteints par les prix de marché de l'électricité.

Enfin, la loi de finances pour 2025 prévoit un financement séparé des charges relatives aux ZNI (3 milliards d'euros de prévision pour 2025) via l'affectation d'une partie des recettes de l'accise sur les énergies de chauffage. Ce mécanisme séparé pourrait être mis en place à partir du 1er août 2025.

Risques :

Les compensations étant versées à EDF en douze versements de février N à janvier N+1, il existe un risque de report de compensation d'une année sur l'autre.

- **La multiplication des phénomènes de prix négatifs**

Les épisodes de prix négatifs se sont multipliés en France et en Europe en 2024 par l'effet d'une importante production d'énergies renouvelables soutenues, décorrélée des signaux de prix de marché.

Précisément, le développement des énergies renouvelables est actuellement accompagné par deux grands mécanismes de soutien public : l'obligation d'achat ou le complément de rémunération, selon les installations. Dans le cas de l'obligation d'achat, les producteurs sont incités à maximiser leur production sans jamais s'arrêter. Il en résulte que leur production se trouve offerte sur le marché de gros « à tout prix », avec pour conséquence de contribuer à l'émergence de prix négatifs.

Dans un fonctionnement économiquement efficace, les moyens de production éoliens et photovoltaïques devraient être offerts sur le marché à leur coût variable qui est proche de zéro. La loi de finances pour 2025 prévoit la modification des contrats d'obligation d'achats des installations de plus de 10 MW pour améliorer leur insertion sur le marché et prévoir qu'elles soient arrêtées quand leur fonctionnement n'est pas économique.

Risques :

Risque que les mesures prises par les pouvoirs publics soient trop tardives et sans effet sur la période de printemps-été 2025 ou insuffisantes (à titre d'exemple : fixation à des niveaux trop élevés du seuil de puissance des installations existantes basculant en obligation d'achat « flexible », du seuil de puissance au-delà duquel les futures installations en obligation d'achat sont rendues flexibles, des tarifs d'achat du surplus des petites installations en obligation d'achat en autoconsommation).

- **Le mécanisme d'obligation de capacité**

Après avoir été autorisé par la Commission européenne pour une durée de 10 ans qui expire mi-2026, le mécanisme de capacité fait l'objet d'une refonte. Cette dernière permettra notamment de corriger les principaux écueils révélés depuis sa mise en œuvre en 2017 en faisant évoluer le dispositif vers la fixation d'un besoin national de capacité rempli *ex ante* par une enchère centralisée organisée plusieurs années en amont. Le dispositif envisage également d'introduire une enchère intermédiaire dédiée aux flexibilités (effacements, stockage). Il doit en effet permettre le développement de moyens thermiques bas carbone neufs qui ont besoin d'une visibilité pluriannuelle et délivrent un service différent de celui procuré par des actifs de stockage ou des effacements.

Risques :

Les dispositions législatives nécessaires à la poursuite et à la modernisation du dispositif post 2026 ont été prises par la loi de finances pour 2025. Un risque de retard réside dans la mise en œuvre effective du nouveau dispositif d'ici mi-2026. Un risque réside également dans la tentation d'introduire des plafonds de prix différenciés entre neuf et existant ou entre filières, qui pourraient pénaliser notamment le nucléaire.

- **Dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE)**

La composante CEE France dans les factures est estimée à date à 6,2€/MWh pour l'électricité, 6,3€/MWh pour le gaz, et 6c€/litre pour les carburants (environ 6€/MWh). Ce coût serait plus que doublé en 6e période CEE (2026-2030) du fait du doublement du niveau d'obligation (hypothèse qui prévaut actuellement dans les groupes de travail) et de l'insuffisance des gisements CEE accessibles, insuffisance qui induirait une hausse conséquente des prix des CEE.

Risques :

Un risque important est que la répartition de l'obligation continue à pénaliser l'électricité et constitue un frein de compétitivité pour l'électricité par rapport aux énergies fossiles carbonées. EDF pousse pour qu'une partie de l'obligation prenne en compte le contenu carbone des énergies, avec comme objectif que le niveau d'obligation soit stable pour l'électricité et que l'augmentation de l'obligation pèse sur les énergies fossiles, dont la sortie est la priorité affichée par la France.

Un autre risque est que le dispositif ne reconnaisse pas suffisamment les mérites des solutions électriques au moment où celles-ci doivent être soutenues pour atteindre les objectifs d'électrification de la stratégie française énergie climat.

- **Certificats de production de biogaz**

Afin de soutenir le développement de la filière du biométhane, le décret n° 2024-718 et l'arrêté ministériel du 6 juillet 2024 mettent en œuvre des nouvelles obligations de restitution de certificats de production de biogaz (CPB) pour les fournisseurs de gaz naturel. Ce dispositif extra-budgétaire vient soutenir les grandes installations de production de biogaz au-delà d'un seuil de 25 GWh/an de production, en complément des tarifs d'achat et appels d'offres publics. Les fournisseurs de gaz peuvent acquérir des CPB soit en produisant directement du biogaz, soit en acquérant du biogaz auprès des méthaniseurs ou sur un marché secondaire encore en structuration. Une première trajectoire de restitution a été définie pour la période 2026-2028, à des niveaux exigeants, au moment où la filière de méthanisation connaît un ralentissement dans le déploiement de nouveaux projets à la suite des réductions des tarifs d'achat en 2020-2021. Si les objectifs annuels de restitution de CPB ne sont pas atteints, les fournisseurs de gaz naturel sont exposés au paiement d'une pénalité administrative dont le coût est répercuté aux consommateurs. Une trajectoire CPB pour 2028-2035 doit désormais être définie en 2025, sur la base des objectifs de biogaz de la PPE3.

(1) Notamment par les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie.

Risques :

En tant que deuxième fournisseur obligé de France, EDF doit répondre à une trajectoire très ambitieuse de restitution de CPB alors même que l'entreprise n'est pas positionnée en amont de la filière du biométhane. L'atteinte de la trajectoire CPB est jugée difficile en raison de la profondeur des gisements de biométhane techniquement et économiquement accessibles. Ceci expose EDF au risque de paiement de la pénalité pendant les premières années du déploiement du dispositif. Ces risques seraient renforcés en cas d'exclusion des fournisseurs de grande taille de la plateforme facilitant l'accès à la ressource, en cours de mise en place. Les prix du biométhane sont par ailleurs trois à quatre fois supérieurs à ceux du gaz naturel. L'impact haussier sur les offres de fourniture de gaz est à attendre à mesure que la trajectoire sera croissante, qu'elle soit atteinte ou non.

- **Précarité énergétique**

Bien que la baisse du niveau des TRVE pour 2025, soit significative (-15 % pour les particuliers) elle ne compensera pas la forte hausse intervenue depuis trois ans. Or dans l'intervalle, le montant du chèque énergie n'a pas varié et ses conditions d'accès se sont dégradées.

Risques :

L'absence d'avancée ou de mesure nouvelle sur le sujet des aides pourrait porter préjudice aux ménages précaires, à l'entreprise du fait d'impayés croissants et pourrait gêner la réussite de l'électrification et l'image de l'électricité.

Le contexte européen est également dimensionnant

Dans un contexte de crises multiples, de guerre en Ukraine, d'intense concurrence internationale et de renouvellement institutionnel au sein de l'Union européenne, l'année 2024 a vu l'adoption de plusieurs textes européens à enjeux pour le Groupe dont la réforme du marché de l'électricité, le règlement pour une industrie zéro-net (NZIA) et la finalisation des textes relatifs au paquet « gaz et hydrogène ». Par ailleurs, des risques importants portent sur l'évolution des prix du CO_2.

- **L'accord européen sur la révision de l'architecture de marché**

Les textes amendant le règlement et la directive Électricité de 2019 en vue de réviser l'architecture de marché ont été publiés au Journal officiel de l'UE le 26 juin 2024. La révision vise notamment à introduire une dimension de long terme (PPA, CfD, marchés à terme) dans un marché aujourd'hui centré sur le court terme, à traiter certains dysfonctionnements constatés sur les marchés de détail lors de la crise des prix de l'énergie (pratiques des fournisseurs en matière de couverture, offres à prix fixes, fournisseur de secours, réduction de puissance) ou encore à traiter le sujet de la flexibilité (leviers et modalités de soutien à la flexibilité non fossile). Depuis cette publication, des travaux de mise en œuvre ont été engagés au niveau européen et/ou au niveau national. Des propositions de la Commission européenne restent toutefois attendues sur la conception précise des marchés à terme.

Risques :

Risque de réouverture du texte sur le market design. Face aux problèmes de compétitivité auxquels sont confrontés certains secteurs industriels, des acteurs pointent l'impact des prix de l'énergie plus élevés dans l'UE et militent en faveur de dispositifs visant à limiter ce différentiel et susceptibles de remettre en cause la réforme de 2024.

- **Prix du CO_2**

Les prix du Système d'échange de quotas d'émission (EU ETS 1 couvrant principalement les secteurs de l'énergie et des grandes industries depuis 2005) sont très volatils. En moyenne, les cotations se situent autour de 60-70 € la tonne en 2024, niveaux insuffisants pour déclencher les actions de décarbonation. Un objectif efficace pour décarboner la production et pour accélérer l'électrification des usages serait un niveau de prix du CO_2 permettant l'appel des centrales à gaz en Europe avant celui des centrales au charbon : cela correspondrait à un prix CO_2 dans une plage 80-100 €/t ou au-dessus (selon les cotations gaz et charbon).

Une réforme du système d'échange de quotas d'émissions (EU-ETS 2) a été adoptée en 2023. Elle étend le dispositif aux émissions des secteurs du bâtiment et du transport, et entrera en vigueur en 2027. Les premières fourchettes de prix évoquées pour cette partie du système se situeraient autour de 50€/tonne, avec des projections au moins au double en 2030. Il devrait en résulter deux prix du CO_2 distincts selon le système d'échange. À date, aucune transposition de cette directive ETS 2 (2023/959) n'a été engagée alors que les acteurs à l'aval ont besoin de visibilité pour décliner ce prix dans leurs offres.

Risques :

Un prix du CO_2 insuffisant au point de conduire à un recours en Europe aux centrales au charbon plutôt qu'au gaz constitue un premier niveau de risque. Un niveau insuffisant qui ne jouerait pas le rôle incitatif attendu de décarbonation des usages constitue un deuxième niveau de risque. Le recours au signal prix soulève des oppositions mais les instruments alternatifs (normes, subventions) génèrent des coûts additionnels, susceptibles de mettre en difficulté l'acceptabilité de la transition. Enfin, l'acceptabilité des mesures de renforcement du prix du carbone implique des réponses adaptées aux enjeux de protection des ménages les plus vulnérables et de compétitivité des entreprises.

- **Le règlement pour une industrie net-zéro : NZIA (2024/1735)**

Ce règlement vise à améliorer les capacités de production européenne sur plusieurs technologies identifiées comme stratégiques pour la transition écologique et la résilience du système énergétique. Le NZIA donne un cadre réglementaire pour consolider ces chaînes de valeur en Europe notamment par le biais de la simplification administrative et en prenant davantage en compte des critères hors prix dans les marchés publics. Des actes d'exécution et délégués du NZIA sont attendus pour préciser les exigences liées à ces critères dans les marchés publics et appels d'offres pour les renouvelables.

Risques :

Risque de surtransposition dans la mise en œuvre des actes d'exécution et délégués du règlement (NZIA). La France semble en effet plus ambitieuse que ses partenaires européens dans l'interprétation et la mise en œuvre des critères de résilience et de durabilité, pouvant à terme rendre les projets plus coûteux et leur déploiement plus complexe.

Risque que les fonds européens envisagés pour soutenir ces filières ne soient finalement pas dégagés.

Risque que, parmi les technologies Net Zero, certaines (dont le nucléaire) ne soient pas traitées au même titre que d'autres.

- **Le paquet « gaz et hydrogène »**

Le paquet « gaz et hydrogène » a été publié au Journal officiel de l'UE en juin 2024. Il donne en particulier mandat à la Commission européenne pour élaborer un acte délégué, attendu en 2025, définissant les règles comptables et les seuils de réduction d'émission pour les différentes méthodes de production d'hydrogène bas carbone. Il doit notamment couvrir les règles applicables pour une production à base d'électricité fournie par le réseau (électrolyse), notamment via des contrats d'achat de long terme d'électricité nucléaire, ou celles sur le reformage de gaz fossile avec capture du carbone (« CCUS »).

Risques :

Risque que la Commission repousse l'adoption du projet d'acte délégué.

Risque que les méthodologies proposées dans cet acte délégué ne reconnaissent pas le caractère décarboné de la production d'hydrogène avec l'électricité du réseau en France ou avec de l'électricité nucléaire en général.

Risque – in fine – que les projets industriels misant notamment sur les PPA nucléaires soient retardés et entravent l'émergence d'une filière.

- **Autres risques identifiés dans le contexte européen**

- **Clean Industrial Deal** : le nouveau contexte politique européen tend à mettre l'accent sur des politiques en faveur de la compétitivité en particulier via un « Clean Industrial Deal » annoncé pour début 2025. Il existe un risque que la priorisation des enjeux de compétitivité se fasse au détriment d'une électrification ambitieuse fondée sur une approche neutre technologiquement pour atteindre les objectifs climatiques de l'Union européenne et ce, malgré l'annonce par la Commission européenne d'un plan d'électrification.

- **Moteurs thermiques** : dans ce contexte également, il existe un risque de remise en cause des textes sur l'interdiction de la vente de moteurs thermiques neufs en 2035 qui pourrait affecter la trajectoire d'électrification de la mobilité.
- **Élaboration des règles environnementales** : la protection de l'environnement (eau, air, sol, produits chimiques…) est au cœur des préoccupations du groupe EDF. L'élaboration des règles en la matière doit tenir compte des contraintes industrielles, de la sûreté des installations, des risques pesant sur les chaînes d'approvisionnement et sur le fonctionnement d'installations de production d'électricité bas carbone, indispensables à l'atteinte des objectifs climatiques de l'Union européenne.

b) Actions de maîtrise

Les actions de maîtrise sont nécessairement limitées pour ces risques qui proviennent de décisions externes à l'entreprise. Elles comportent les éléments suivants :

- veille sur le contexte politique, législatif, réglementaire, en France, en Europe, et dans les zones où le Groupe est présent ;
- analyse des conséquences potentielles des textes publiés, en préparation ou potentiels, afin d'identifier leur impact sur le Groupe concernant notamment le post-ARENH, les mesures d'aide aux clients, le tarif réglementé de vente, etc. Le but est de fournir des éléments pour le plan d'action de renforcement de la structure bilantielle du Groupe ;
- argumentation auprès des pouvoirs publics et des élus, en France et en Europe, pour partager sur les impacts potentiels des textes en préparation, directs et indirects, pour EDF et le Groupe ;
- contribution aux consultations publiques sur les textes pertinents en préparation, au niveau national et au niveau européen ;
- contribution aux consultations publiques sur les textes pertinents en préparation, au niveau national et au niveau européen ;
- participation d'EDF au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) ;
- participation d'EDF aux associations d'industriels et *think tanks* en France et au niveau européen ;
- mise en place de dispositifs opérationnels de mise en conformité avec les textes à enjeu ou impact significatif identifié pour EDF ou le Groupe ;
- politiques de Contrôle des risques marchés de l'énergie et des risques financiers ;
- Afin d'atténuer le risque de constitution d'une créance tarifaire (le CRCP) du fait d'une exposition au marché de l'intégralité des achats de pertes, dialogue avec l'État en faveur d'une augmentation du coefficient d'apurement annuel du CRCP de +/-2% en TURPE 6 à +/-3 % en TURPE 7 ;
- dialogue régulier avec les services de l'État sur la question du financement des charges de service public de l'énergie afin de sécuriser la mise en œuvre du mécanisme de compensation ;
- pour réduire les occurrences de prix négatifs qui sont préjudiciables à la fois à l'entreprise et aux charges de service public, des leviers ont été identifiés. Il est souhaitable de développer l'incitation des consommateurs à privilégier l'après-midi pour consommer, et côté de l'offre de production, il est souhaitable de faire évoluer le cadre de soutien existant et futur afin que les installations soient incitées à s'arrêter chaque fois que c'est le choix le plus économique.

3B – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques

RÉSUMÉ

Le Groupe exerce ses activités de production hydroélectrique, principalement en France, dans le cadre de contrats de concessions ou d'autorisations. Le Groupe n'est donc pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite. En France, l'évolution du cadre législatif et réglementaire, notamment pour le renouvellement des concessions (régime des installations de puissance supérieure à 4,5 MW), l'évolution des conditions économiques des cahiers des charges des concessions et les conditions de mises en œuvre des procédures de publicité et de mise en concurrence pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

En France, les enjeux associés au renouvellement des concessions hydrauliques sont précisés à la section 1.4.1.3.1.4 « Les enjeux de la production hydroélectrique ».

Au 31 décembre 2024, l'État n'avait pas renouvelé 36 titres de concession échus correspondant à une puissance installée de 3 647 MW. Ces concessions se trouvent sous le régime dit des « délais glissants ». Le Code de l'énergie prévoit que lorsqu'à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession. Ce régime permet uniquement d'assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif.

La France a reçu deux mises en demeure de la Commission européenne (CE). Dans la première, datée du 22 octobre 2015, la CE considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions des articles 102 et 106 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) qui conduirait à renforcer une position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail. Par ailleurs, le 7 mars 2019, la CE a adressé à la France une seconde mise en demeure en invoquant une non-conformité au droit européen de la commande publique dans le cadre du renouvellement des concessions.

Le groupe EDF pourrait ne pas obtenir le renouvellement en sa faveur de chacune de ses concessions ou l'obtenir dans des conditions économiques moins favorables. Par ailleurs, l'indemnisation qui devrait être versée notamment par l'État, en cas de résiliation anticipée de l'exploitation d'une concession, pourrait ne pas permettre une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe. La réglementation future ou les discussions avec la CE pourraient également évoluer dans un sens préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

Sur ce sujet du renouvellement des concessions, les discussions sont toujours en cours entre l'État et la Commission européenne (CE) sur la résolution de deux mises en demeure. Cette situation ne permet pas de développer des actifs hydroélectriques. À date, le gouvernement réfléchit à une solution juridique permettant ce développement, nécessaire au système électrique.

Dans les autres pays, en fonction du contexte local, et principalement en Italie, les concessions pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en la faveur du Groupe, avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

EDF agit en concessionnaire responsable par le dialogue et la co-construction avec l'ensemble de ses parties prenantes, principalement sur la gestion de l'eau et un soutien au développement économique local aux territoires.

La concertation est menée au quotidien par un travail collaboratif étroit avec les acteurs économiques, politiques et associatifs des territoires concernés et un dialogue de proximité avec les riverains des ouvrages.

En France, l'ancrage économique dans les territoires passe par une démarche de maximisation des retombées économiques locales en réalisant 78 % de l'ensemble de ses achats sur les territoires hydrauliques au bénéfice du tissu industriel de proximité (référencement dans les panels fournisseurs de plus de 62 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique) (voir la section 1.4.1.3.1 « Production hydroélectrique en France »).

3C – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité

RÉSUMÉ

Enedis exerce ses activités de distribution dans le cadre de concessions de service public (de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production ou de fourniture d'électricité) et n'est pas propriétaire de la plupart des actifs qu'elle exploite. L'évolution du cadre légal ainsi que celle des cahiers des charges des concessions pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

En France, il résulte de la loi qu'Enedis et les entreprises locales de distribution (ELD) disposent, dans leurs zones de desserte respectives (ainsi qu'EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental) de droits exclusifs pour assurer la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité. De même, là encore au titre des droits exclusifs qui leur sont accordés par la loi, EDF et les ELD exercent dans leurs zones de desserte respectives la mission de fourniture aux tarifs réglementés.

Dans la mesure où la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE) est confiée par la loi aux collectivités locales (communes ou EPCI) et où ces AODE sont, sauf pour les postes sources, propriétaires des actifs constituant le réseau public de distribution d'électricité, la loi prévoit qu'Enedis conclue avec ces dernières des contrats de concession dont la durée va généralement de 25 à 30 ans.

Ainsi, Enedis assure ses missions de service public (entretien, renouvellement et développement du réseau, comptage, raccordements, etc.) aussi bien au titre de la loi (le Code de l'énergie désigne en effet les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et précise les missions qui leur sont confiées) qu'au titre de ces contrats de concession. Ces derniers ont par ailleurs pour objet, là encore en application de la loi, la fourniture aux TRVE ; ils sont donc tripartites (ils lient l'AODE, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés).

Enedis exerce ses activités de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production ou de fourniture d'électricité.

b) Risques principaux

En raison des droits exclusifs qui leur sont accordés, Enedis et EDF, lors du renouvellement d'un contrat de concession, ne peuvent pas être mis en concurrence avec d'autres opérateurs. L'actuel processus de renouvellement des contrats de concession avec l'ensemble des AODE est fondé sur un modèle de contrat établi en décembre 2017 par la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), France Urbaine, Enedis et EDF.

Même si deux décisions du Conseil d'État de juillet et septembre 2020 sont venues confirmer la compatibilité des droits exclusifs accordés à Enedis et à EDF avec, d'une part, le droit de l'Union européenne et, d'autre part, le principe constitutionnel de libre administration des collectivités locales, la modification de ces dispositions par voie législative ou à la suite d'une décision de justice ne peut être exclue.

c) Actions de maîtrise

- Veille et suivi des textes, européens ou nationaux, sectoriels ou non.
- Suivi attentif de tout litige susceptible de remettre en cause le modèle de la distribution publique d'électricité.

3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité

RÉSUMÉ

Des pratiques prohibées et contraires à la loi et à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers (notamment des violations de droits humains ou de libertés fondamentales), pourraient exposer le groupe EDF à des sanctions civiles ou pénales, avec un impact financier ou réputationnel important.

Criticité : ■ Modérée

a) Risques principaux

L'internationalisation des activités du Groupe et le renforcement des cadres réglementaires réprimant des pratiques contraires à l'éthique dans la conduite des affaires, notamment, sont susceptibles d'exposer le Groupe, ses collaborateurs ou des tiers agissant pour le compte du Groupe à des atteintes à ses engagements éthiques ou à des non-conformités pouvant porter atteinte à la réputation ou conduire à des sanctions civiles ou pénales et affecter la performance financière du Groupe.

b) Actions de maîtrise

Afin de prévenir les risques d'atteinte à l'éthique ou de non-conformité, 13 programmes ont été mis en place, couvrant les sujets suivants :

- la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ;
- la prévention des conflits d'intérêts ;
- la lutte contre la fraude ;
- la conformité aux programmes de sanctions internationales ;
- la prévention du harcèlement et de la discrimination ;

- la prévention des abus de marché ;
- la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ;
- la conformité au règlement européen EMIR (*European Market Infrastructure Regulation* visant à réguler les marchés financiers) ;
- la conformité au règlement REMIT (règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie) ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la protection des données personnelles ;
- l'*export control* (biens à double usage) ;
- le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la santé sécurité).

Ces programmes sont précisés à la section 3.3.2 « Éthique, conformité et droits humains ».

3E – Risque lié aux contentieux

RÉSUMÉ

Des procédures ou contentieux pourraient avoir un impact significatif sur le plan financier ou sur la réputation du Groupe.

Criticité : ■ Modérée

a) Risques principaux

Dans le cadre de ses activités courantes, le groupe EDF est impliqué dans des litiges dont l'évolution ou l'issue pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats ou la situation financière d'EDF.

En particulier, du fait de sa position sur certains marchés, le groupe EDF fait l'objet, en France, de procédures initiées par ses concurrents ou par des autorités administratives. Les réclamations formulées à l'encontre d'EDF peuvent être significatives et pourraient conduire au paiement d'une indemnité ou d'une amende, voire au prononcé d'injonctions susceptibles d'impacter certaines de ses activités. Le groupe EDF peut également être engagé dans des procédures contentieuses relatives à des litiges commerciaux ou fiscaux aux enjeux significatifs dont le résultat est par nature imprévisible.

b) Actions de maîtrise

Le groupe EDF estime respecter d'une manière générale et dans tous les pays où il poursuit ses activités, l'ensemble de la réglementation spécifique en vigueur, et notamment celle relative aux conditions d'exercice de ses activités nucléaires. Toutefois, il ne peut préjuger sur ce point de l'appréciation des autorités de contrôle et des autorités administratives ou judiciaires qui sont saisies. Ces risques font l'objet d'une vigilance particulière via notamment des politiques de prévention (politiques contractuelles, politiques de conformité…) et d'une procédure de remontée d'informations à la Direction Juridique Groupe sur les litiges significatifs avérés ou potentiels.

Les principales procédures dans lesquelles le groupe EDF est impliqué sont décrites à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 21 « Passifs et actifs éventuels » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 et dans la section 7.1.5 « Litiges ».

2.2.4 *Risques financiers et de marché*

Le groupe EDF, par ses activités variées, est exposé à de nombreux risques financiers et de marché, qui pourraient peser sur les actifs et les passifs comptables identifiés au bilan du Groupe. Cette section décrit ces différents risques en abordant les risques qui pèsent sur les actifs et passifs du bilan du groupe, les risques de taux d'intérêt, les risques de marchés financiers, les risques marchés énergies, les risques de change, de contrepartie et de liquidité. Tous ces risques pourraient affecter la capacité du Groupe à financer ses investissements. Les risques financiers et de marché sont également développés dans le rapport d'activité (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés ») et l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

4A – Risque marchés énergies

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé, pour vendre sa production, directement ou indirectement, aux prix des marchés de gros de l'énergie et des marchés de capacité. Avec plus de 400 TWh exposés aux variations des prix de gros sur l'ensemble du Groupe à partir de 2026, la volatilité des marchés de l'électricité et du gaz fait peser des incertitudes majeures sur les recettes futures d'EDF.

Du fait des clauses de sécurisation financière des transactions sur les marchés de gros (appels de marge et dépôts de marge initiale), EDF fait également face à un risque de flux de trésorerie importants au gré des variations des prix de gros.

Criticité : ■ ■ ■ Forte

a) Contexte

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés de l'énergie à travers ses activités de production, de distribution et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros : électricité – prix de l'énergie et prix des garanties de capacité pour les pays concernés – gaz, charbon, produits pétroliers, quotas d'émissions de CO_2 (voir la section 5.1.2 « Éléments de conjoncture » pour des informations sur les évolutions récentes de ces prix). Il existe une corrélation entre ces marchés : une baisse des prix du gaz, du charbon, des produits pétroliers ou du CO_2 entraîne une baisse des prix de l'électricité.

Les prix de gros de ces différentes commodités fluctuent au gré de l'équilibre entre l'offre et la demande au niveau mondial (pour le pétrole, le charbon et le gaz) ou au niveau européen et national (pour l'électricité). Ces marchés peuvent connaître des fluctuations de prix importantes et imprévisibles, à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité.

b) Risques principaux

En France, les risques et la gestion des risques liés à l'ARENH disparaîtront avec la fin du dispositif ARENH fin 2025 ; l'écrêtement ARENH pour 2025 est définitivement connu en décembre 2024 et les positions 2025 (dernière année avec ARENH) sont presque intégralement couvertes en fin d'année 2024 également.

Par conséquent, l'augmentation du volume d'activité du Groupe sur les marchés de gros à partir de 2025 l'expose à des besoins de trésorerie beaucoup plus importants que les années précédentes pour faire face aux appels de marges et dépôts de marges initiales ainsi qu'à des risques de contreparties en cas de défaillance de ses partenaires commerciaux.

Ces expositions peuvent affecter ainsi le résultat et l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe. À l'échelle du Groupe, les volumes exposés aux variations des prix de gros dépassent 400 TWh.

EDF est donc tout particulièrement exposée à des prix bas. Sur un temps long, un déséquilibre entre croissance de l'offre de production et croissance de la consommation ou prix des commodités serait susceptibles de tirer les prix de gros vers le bas.

c) Actions de maîtrise

Le Groupe gère son exposition aux marchés de l'énergie à travers une politique spécifique de risques marchés énergies, qui vise à réduire progressivement les incertitudes sur le niveau de ses résultats financiers des années proches (voir la section 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés » pour des informations plus détaillées sur les principes et organisations associés). Le développement des contrats de long terme concourt également à réduire la variabilité des recettes d'une année sur l'autre. Ces actions permettent ainsi de lisser l'impact des variations de prix mais ne peut permettre de l'annuler. Par ailleurs, le Groupe reste soumis aux aléas affectant sa production ou la consommation de ses clients.

Le niveau de couverture recherché par le Groupe nécessite de trouver le bon équilibre entre réduction des aléas liés aux variations de prix et ceux liés aux variations du volume du portefeuille d'EDF.

4B – Risque lié aux actifs et passifs comptables identifiés au bilan du Groupe

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux risques liés aux variations des actifs et des passifs comptables qui constituent son bilan, résultant de l'évolution du contexte économique et financier, des activités et des marchés au sein desquels le Groupe évolue, ou encore de l'évolution des normes comptables qui sous-tendent l'établissement de la valeur de ces actifs et passifs.

Une variation significative de ses actifs à la baisse, ou de ses passifs à la hausse, liée à de telles évolutions, pourrait fortement dégrader la situation financière du Groupe, en réduisant notamment ses capacités d'appels aux marchés financiers pour financer ses activités, affecter ses résultats et l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe.

Criticité : ■■ Intermédiaire

a) Risques principaux

L'établissement des états financiers du groupe EDF nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, et des produits et des charges. Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des jugements et estimations significatifs sont détaillées à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 1.3.4 « Jugements et estimations de la Direction du Groupe » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Dans le cadre de ces estimations, le Groupe est exposé à des risques qui portent sur l'ensemble de ses actifs et passifs comptables et principalement sur les éléments suivants :

- **la valeur de ses actifs** et notamment la valeur des actifs immobilisés de production, résultant des projets de long terme que le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage ou maître d'œuvre, qui présentent une grande complexité en particulier, les projets EPR engagés en France (Flamanville 3, EPR2) et au Royaume-Uni (HPC, Sizewell). Compte tenu des nombreux risques d'ordre technique et d'ordre opérationnel, liés au financement, ou le cas échéant au cadre réglementaire (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle »), et compte tenu des nombreuses incertitudes sur l'environnement économique (courbe des prix, niveaux des taux...), la valeur des actifs présentée au bilan du Groupe est soumise à des risques importants de pertes de valeur qui pourraient significativement dégrader la situation financière et la performance du Groupe dans le futur ;
- **la valeur des passifs** et notamment la valeur des provisions constituées au bilan, notamment les provisions liées aux activités nucléaires du Groupe en France, relatives au démantèlement futur du parc nucléaire existant et à la gestion des déchets. Compte tenu des nombreux risques spécifiques aux activités nucléaires (décrits à la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires »), la valeur des provisions présentée au bilan du Groupe est soumise à des risques importants de variations à la hausse, qui pourraient significativement dégrader la situation financière et la performance du Groupe dans le futur. Au-delà des risques abordés dans le risque 2A « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés », le groupe EDF évalue les risques sur ses provisions nucléaires, qui pourraient découler de l'évolution des normes comptables internationales, sous-tendant l'établissement des comptes consolidés du Groupe. En particulier, le projet d'évolution de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels », envisagé par l'IASB (normalisateur international), pourrait conduire à adopter un taux d'actualisation dit « sans risque », qui pourrait, en fonction des modalités d'estimation, être très sensiblement inférieur au taux d'actualisation actuellement prescrit et retenu par le Groupe pour l'évaluation de ses provisions nucléaires. Cette évolution, qui pourrait être appliquée à l'horizon 2027 ou 2028, pourrait, en fonction des modalités d'application, conduire à réévaluer de manière très significative les provisions nucléaires constituées au bilan du Groupe. Dans cette hypothèse, si le taux de couverture des provisions par les actifs dédiés était inférieur à 100 %, la réglementation relative à ces actifs pourrait contraindre EDF à effectuer une dotation complémentaire aux actifs dédiés en trésorerie, ce qui diminuerait le cash-flow et augmenterait la dette économique du Groupe (la réglementation, actuellement en vigueur, et la méthode d'évaluation des provisions nucléaires sont décrites dans les notes 15.1.1.5 « Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité » et 15.1.2.1 « Réglementation » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024).

b) Actions de maîtrise

Face aux risques liés à la valeur des actifs, les actions de maîtrise opérationnelles se sont poursuivies avec la mise en place d'un contrôle et une structure de gouvernance solide (voir le risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »). Les tendances économiques et les évolutions de marché sont monitorées périodiquement et des analyses approfondies de la valeur de ses actifs sont effectuées fréquemment afin de détecter rapidement toute dépréciation éventuelle et adapter sa stratégie. Sur ce dernier point, le Groupe gère son exposition aux risques liés aux actifs et passifs identifiés au bilan du groupe EDF, à travers une politique spécifique au reporting financier et comptable. À chaque clôture, la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance du groupe EDF se conforme à cette politique et s'assure de sa bonne application.

Dans ce cadre, le groupe EDF s'assure de la recouvrabilité de la valeur de ses actifs, présentés au bilan lors de l'établissement des états financiers du Groupe. Pour ce faire, des tests d'*impairment* (ou tests de dépréciation) sont réalisés, dans le strict respect des normes comptables applicables en la matière, dans le cadre d'un processus mis en place par la direction du Groupe et décliné au sein des différentes entités qui le composent. La méthode appliquée et ses résultats sont détaillés dans une note dédiée des états financiers (voir la section 6.1, note 10.8 « Perte de valeur/reprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). Ces sujets font l'objet d'une attention particulière de nombreuses parties prenantes (gouvernance du Groupe, marchés financiers et analystes, AMF, Cour des comptes).

Par ailleurs, le groupe EDF et sa Direction Performance, Impact, Investissement et Finance mettent en place les dispositifs et ressources permettant de contribuer aux projets comptables à enjeux significatifs pour le Groupe, liés notamment à l'évolution des normes comptables internationales. Ainsi, le Groupe se mobilise face à l'émergence du risque qu'impliquerait le projet d'évolution de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » envisagé par l'IASB, pour l'évaluation de ses provisions nucléaires. Dans ce cadre, le Groupe analyse et décrypte les enjeux de ce projet sur les comptes du Groupe et suit l'évolution du processus d'amendement de la norme à l'IASB. De nombreuses actions sont également engagées par le Groupe auprès des parties prenantes concernées (membres de l'IASB, préparateurs de comptes, services de l'État actionnaire du Groupe...) pour sensibiliser sur les enjeux d'un tel projet, être force de proposition vis-à-vis de l'IASB et identifier d'éventuelles voies alternatives.

4C – Risque marchés financiers

RÉSUMÉ

Du fait de ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques liés aux marchés financiers notamment à un risque sur les actifs détenus sous forme d'actions et d'obligations.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

Risques principaux

Le Groupe est exposé à un risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et des participations directement détenues par le Groupe.

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions et aux risques de taux et de change.

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2024 s'élève à 13 447 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établit au 31 décembre 2024 à 11,36 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 17,04 % à fin 2023. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 528 millions d'euros.

À fin décembre 2024, la sensibilité des obligations cotées (12 489 millions d'euros) au sein des actifs dédiés d'EDF s'établissait à 5,7, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 708 millions d'euros. La sensibilité était de 4,9 à fin décembre 2023.

4D – Risque taux d'intérêt

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux risques liés à l'évolution des taux d'intérêt dans différents pays dans lesquels il opère. Ces taux dépendent en partie des décisions des banques centrales.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Risque de baisse des taux d'intérêt

Risques principaux

Des variations à la baisse des taux d'intérêt pourraient affecter l'endettement économique du Groupe, du fait de l'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers ainsi que des passifs actualisés du Groupe. Les taux d'actualisation des engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir la section 6.1, note 16 « Provisions pour avantages du personnel » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024) et les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la section 6.1, note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024) sont en effet liés directement ou indirectement aux taux d'intérêt aux différents horizons de temps.

Pour le cas particulier des provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation pourrait, en outre, être amené à baisser au cours des prochaines années en raison de l'effet du plafond réglementaire applicable à ce taux, ou de l'effet éventuel de l'évolution de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » envisagée par l'IASB, comme évoqué ci-dessus.

S'agissant du plafond réglementaire, l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007, décrit les nouvelles dispositions concernant le plafond réglementaire du taux d'actualisation exprimé en valeur réelle égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière du taux d'intérêt réel à long terme retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (UFR) applicable à la date considérée, majorée de 150 points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024, conformément à l'arrêté du 27 décembre 2023 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Par ailleurs, une augmentation des provisions nucléaires du fait d'une baisse du taux d'actualisation pourrait rendre nécessaires des dotations aux actifs dédiés, et se traduirait par un effet défavorable sur les résultats, sur la génération de cash-flow et l'endettement financier net du Groupe.

Le cas échéant, une augmentation des provisions, notamment celles couvertes par les actifs dédiés, ne signifie pas néanmoins une transposition mécanique sur le montant à doter aux actifs dédiés aux dates considérées, celui-ci étant notamment en fonction :

- de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant ;
- du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité de fixer un délai, dans la limite maximale de 5 ans, pour effectuer la dotation, sous réserves de validation par l'Autorité administrative (conjointement le ministre chargé de l'Énergie et le ministre chargé de l'Économie).

Compte tenu du cadre réglementaire, aucune dotation complémentaire n'est attendue au titre de l'année 2024 (comme en 2022), le taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés étant supérieur à 100 %.

Par ailleurs, une hausse des anticipations des taux d'inflation, à taux d'intérêt donné, se traduirait par une baisse des taux d'intérêt réels qui aurait des effets similaires à ceux d'une baisse des taux d'intérêt sur les passifs actualisés du Groupe, compte tenu du fait que les charges futures prises en compte dans ces passifs sont considérées comme indexées sur les taux d'inflation.

b) Risque de hausse des taux d'intérêt

Risques principaux

Des variations à la hausse des taux d'intérêt pourraient affecter la capacité du Groupe à se financer à des conditions optimales, voire sa capacité à se refinancer si les marchés étaient très tendus du fait du risque relatif à l'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. De plus, les titres financiers et les produits dérivés détenus par le Groupe, ainsi que les dettes émises, peuvent payer ou recevoir des coupons directement indexés sur les taux d'intérêt variables.

Ainsi, une hausse des taux d'intérêt de 0,5 % aurait un effet d'environ 90 millions d'euros sur le résultat avant impôt, du fait de l'augmentation des coupons liés aux dettes émises par le Groupe à taux variables ou variabilisées, compensée par l'augmentation des produits de trésorerie du Groupe, générant un impact net défavorable en trésorerie.

En revanche, ces impacts défavorables liés à une hausse des taux seraient en principe plus que compensés par les impacts favorables liés à une hausse des taux d'intérêt en lien avec les engagements de long terme (voir le point précédent), sans conséquence immédiate automatique sur le cash-flow.

4E – Risque d'accès à la liquidité

RÉSUMÉ

Le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et les dotations au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme, et également pour faire face à tout évènement exceptionnel. Toute dégradation de la notation financière d'EDF (1) pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer. Au 31 décembre 2024, l'endettement financier net du Groupe est de 54 346 milliards d'euros.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

La capacité du Groupe à lever une nouvelle dette, à refinancer ses dettes existantes ou plus généralement à lever des fonds sur les marchés financiers, et les conditions pouvant être obtenues pour ce faire, dépendent de nombreux facteurs, dont la notation des entités du Groupe par des agences de notation. La dette du Groupe est périodiquement notée par des agences de notation indépendantes.

Pour faire face aux besoins de liquidité, le Groupe a recours à des émissions sur le marché obligataire et monétaire, à des emprunts bancaires, et des dettes, collatéralisées ou non.

Le Groupe a ainsi réalisé :

Le 15 avril 2024, EDF a levé 2,050 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions de dollars américains, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,650 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,950 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions de dollars américains, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,000 %.

Le 13 mai 2024, EDF a levé 750 millions de dollars canadiens sur 2 tranches d'obligations senior :

- une émission d'obligations d'un montant de 350 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,379 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 400 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,777 %.

Le 11 juin 2024, EDF a lancé une émission obligataire senior verte sur 3 tranches de 3,0 milliards d'euros :

- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,125 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France ;
- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement des projets d'énergies renouvelables et des projets hydroélectriques ;

(1) À la date du présent document d'enregistrement universel, la notation long terme d'EDF est la suivante : BBB assortie d'une perspective stable (*S&P Global Ratings*) ; Baa1 assortie d'une perspective stable (Moody's) ; BBB+ assortie d'une perspective négative (Fitch Ratings).

- une émission d'obligations d'un montant de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,750 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement de la distribution d'électricité liée notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique.

Le 26 juin 2024, EDF a réalisé une émission d'obligations de 100 millions d'euros d'une maturité de 10 ans indexée sur l'inflation avec un coupon réel fixe de 1,874 %.

Le 21 août 2024, EDF a également lancé une émission obligataire senior verte de 310 millions de francs suisses sur 2 tranches dont le produit net des obligations vertes sera affecté au financement et/ou au refinancement des investissements définis dans le Green Financing Framework d'EDF et alignés avec la taxonomie européenne dans les projets d'énergies renouvelables et les projets hydroélectriques :

- une émission d'obligations d'un montant de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,5650 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 1,7425 %.

Le 10 septembre 2024, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides vertes multidevises sur 3 tranches dont le produit net sera affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le Green Financing Framework d'EDF et alignés avec la Taxonomie européenne dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France :

- une émission d'obligations d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon fixe de 5,125 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 5,25 ans, en 2029 ;
- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions d'euros, avec un coupon fixe de 5,625 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 8 ans, en 2032 ;
- une émission d'obligations d'un montant de 500 millions de livres sterling, avec un coupon fixe de 7,375 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 11 ans, en 2035.

Le 18 octobre 2024, EDF a levé 35,8 milliards de yens, soit l'équivalent environ de 220 millions d'euros, à travers 2 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») :

- une obligation de 28,3 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,172 % ;
- une obligation de 7,5 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,423 %.

Le 31 octobre 2024, EDF a réalisé une émission d'obligations senior de 500 millions de livres sterling de maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,500 %.

Le Groupe a également conclu en avril 2024 un prêt bancaire de maturité 5 ans pour un montant de 300 millions d'euros.

EDF a mis en place en mai 2024 des prêts bancaires verts de maturités 3 à 5 ans pour un montant total d'environ 5,8 milliards d'euros, dont une partie en dollars américains et une partie en euros, dont la plupart sont affectés au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le Green Financing Framework d'EDF et alignés avec la Taxonomie européenne dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

EDF a signé en août 2024 une ligne de crédit bilatérale auprès de la BEI de maturité 10 ans, pour 500 millions d'euros.

Enfin, en 2024 EDF a remboursé plus de 10,7 milliards d'euros, 1,7 milliard de dollars américains et 23 milliards de yens de prêts bancaires signés en 2022 et 2023.

b) Principaux risques

Toute dégradation de la notation financière d'EDF pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer.

Par ailleurs, l'année 2024 a été marquée par une amélioration de la disponibilité du parc de production nucléaire en France. S&P a rehaussé le 5 juin 2024 la perspective de sa notation pour EDF, passant de « stable » à « positive ». L'année 2024 a également été marquée par plusieurs révisions de la notation de la France. Au titre du « support de l'État », la notation d'EDF a intégré ces révisions selon une méthodologie propre à chaque agence. Ainsi, Fitch a baissé sa perspective sur la notation de la France le 11 octobre 2024, puis l'a répercutée le 28 octobre 2024 sur celle d'EDF. S&P et Moody's ont baissé leur notation respective de la France le 31 mai 2024 et le 14 décembre 2024, sans impact sur la notation d'EDF.

c) Actions de maîtrise

Le groupe EDF est doté d'une politique de suivi du risque de liquidité prévoyant des indicateurs de suivi et des mitigations du risque.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- EDF émet, outre le marché de l'euro, sur le marché du dollar US, du dollar canadien, du yen, du franc suisse et de la livre sterling, ce qui lui permet de diversifier les devises de financement et sa base d'investisseurs ;
- EDF a publié, le 12 juillet 2022, une mise à jour de son cadre de financement vert [1] lui permettant d'augmenter substantiellement ses émissions vertes qui font l'objet d'une demande soutenue des investisseurs ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de facilités de crédit aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et à long terme des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché, la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe. Le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). Pour EDF, les plafonds s'élèvent à 12 milliards d'euros pour le programme NeuCP (dont 2 milliards d'euros de NEU CP « vert » et 2 milliards d'euros de NEU CP « vert nucléaire ») et à 10 milliards de dollars américains pour les US CP ; le Groupe a également accès à des ressources moyen terme dans le cadre d'un programme NEU MTN (*Negotiable European Medium Term Notes*) dont le plafond est de 2 milliards d'euros (dont 500 millions d'euros de NEU MTN « vert ») ;
- la mise en pension de titres issus du portefeuille de la trésorerie auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

(1) www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires/espace-obligataire/finance-durable

4F – Risque de contrepartie

RÉSUMÉ

Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients).

Criticité : ■■ Intermédiaire

a) Risques principaux

La défaillance de certaines contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (pertes de créances ou surcoûts liés à un changement de fournisseur en cours de projet par exemple).

b) Actions de maîtrise

Le Groupe reste vigilant sur les contreparties industrielles et commerciales qui pourraient être fragilisées par un contexte économique défavorable.

Le Groupe est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Chacune des entités concernées adapte les principes à leurs enjeux et leurs activités, et mettent en place des actions spécifiques de mitigation du risque. La politique prévoit la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe.

À fin septembre 2024, les expositions du Groupe sont à 88,8 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués.

4G – Risque de taux de change

RÉSUMÉ

Du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les capitaux propres et la situation financière.

Criticité : ■ Modérée

a) Risques principaux

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et la rentabilité des projets.

Le Groupe étant impliqué dans des contrats longs, une variation défavorable des devises pourrait avoir des conséquences sur la rentabilité des projets. En l'absence de couverture, les fluctuations de change entre l'euro et les devises des différents marchés internationaux sur lesquels le Groupe opère peuvent donc significativement modifier les résultats du Groupe et rendre difficiles les comparaisons de performance d'une année à l'autre. Si l'euro s'apprécie (ou se déprécie) par rapport à une autre devise, la valeur en euros des éléments d'actif et de passif, des produits et des charges initialement comptabilisés dans cette autre devise diminuera (ou augmentera). En outre, dans la mesure où le Groupe est susceptible d'encourir des charges dans une devise différente de celle dans laquelle les ventes correspondantes sont réalisées, des fluctuations des taux de change pourraient entraîner une augmentation des charges, exprimées en pourcentage du chiffre d'affaires, ce qui pourrait affecter la rentabilité et les revenus du Groupe.

b) Actions de maîtrise

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises. Le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif. Les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque. Les ratios de couverture varient selon la devise. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises. De manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

2.2.5 *Transformation du Groupe et risques stratégiques*

5A – Adaptation des compétences

RÉSUMÉ

Le Groupe devra contribuer à sécuriser les compétences des différentes filières de la transition énergétique dans un marché de l'emploi en tension pour faire face à un volume important d'activité à la suite notamment du discours de Belfort du 10 février 2022 (parc existant, EPR2, augmentation du volume de raccordement, gain de clients).

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Le groupe EDF a décliné dans sa stratégie, sa raison d'être et ses engagements RSE, ses enjeux de contribution à la transition énergétique. Pour réussir ses projets industriels cruciaux pour l'indépendance énergétique du pays, les besoins en compétences du groupe EDF et de ses partenaires industriels sont estimés à environ 20 000 emplois supplémentaires par an en moyenne (soit 200 000 sur 10 ans) dont 10 000 par an pour la filière nucléaire et dont 10 000 emplois pour le seul groupe EDF.

Le Groupe a la conviction qu'il ne réussira pas seul ; il a donc construit un plan d'actions stratégique sur les compétences avec les entreprises et les salariés des filières de la transition énergétique.

b) Actions de maîtrise

Au regard des volumes de compétences nécessaires, de la trop faible attractivité des métiers de l'industrie, du risque de rétention des compétences au sein de ses propres entités en réponse à leurs besoins et du contexte dynamique de l'emploi en France, le groupe EDF a décidé d'amplifier les actions mises en œuvre en matière de développement et de sécurisation des compétences à 10 ans. Le Chantier Compétences vise à développer et fidéliser les compétences existantes au sein du Groupe et à préparer les compétences nécessaires. Cette nouvelle dynamique embarque l'ensemble des parties prenantes : les pouvoirs publics, l'Éducation nationale, France Travail, les industriels concernés, au double niveau national et local.

Les principales actions vont permettre de :

- renforcer la cohérence d'ensemble entre les filières de la transition énergétique, les entités et métiers du Groupe, et les régions. Cette cohérence porte sur l'orientation, l'attractivité, le sourcing, le recrutement et les formations. Elle est organisée à trois niveaux : les acteurs nationaux de l'emploi et de l'éducation, les grandes filières industrielles, ainsi que les régions et leurs campus des métiers ;
- passer à l'échelle pour être au rendez-vous des volumes exigés en assurant l'identification des besoins en région et la planification anticipée des ressources, en attirant les candidats dans les cursus de formation de la Transition Énergétique et dans le groupe EDF, en diversifiant le sourcing des candidats au recrutement et en proposant des parcours professionnels fidélisants.

5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition

RÉSUMÉ

Le Groupe est exposé aux effets physiques du changement climatique qui pourraient avoir des conséquences sur ses propres installations industrielles et tertiaires et plus globalement sur la situation financière du Groupe. Les effets du changement climatique ont aussi des enjeux systémiques, incluant des impacts croisés sur le groupe EDF et ses parties prenantes externes. Par ailleurs l'environnement sociétal, technologique et économique pourrait ne pas être favorable aux solutions bas carbone portées par le Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

Selon le découpage proposé par la TCFD (*Task Force for Climate-related Financial Disclosures*), à laquelle EDF se conforme, les risques liés au changement climatiques sont structurés en deux parties : les risques de non-adaptation aux effets physiques du changement climatique (dits « risques physiques »), et les risques induits par la transition vers une économie bas carbone (dits « risques de transition »).

a) Principaux risques physiques

Le fonctionnement des installations du groupe EDF sont étroitement liées aux ressources naturelles (en particulier eau, vent et ensoleillement). La fiabilité globale du système électrique repose sur la résilience des installations de production et des infrastructures de réseaux face aux évolutions climatiques, qu'il s'agisse d'effets chroniques ou de l'augmentation de la fréquence et de l'intensité d'évènements climatiques extrêmes.

Les risques extrêmes peuvent potentiellement affecter la sûreté, la sécurité des installations et des infrastructures de réseau ou le niveau de production. Les risques chroniques peuvent avoir des conséquences sur les conditions de travail, le niveau de production, les capacités de transfert des réseaux, et les ressources naturelles exploitées, en particulier la ressource en eau (conflits de ressources).

Du fait de cette sensibilité au climat, et en tenant compte des nombreuses incertitudes associées aux effets du changement climatique, malgré les actions de maîtrise engagées, le changement climatique pourrait avoir des conséquences défavorables sur la continuité de l'activité du Groupe, ses performances opérationnelles, ainsi que son bilan et ses résultats financiers. En particulier, il pourrait engendrer des dépenses supplémentaires d'adaptation des installations. Ces risques pourraient aussi se traduire par des impacts sur les parties prenantes externes du Groupe (populations riveraines, fournisseurs, infrastructures collectives...).

b) Actions de maîtrise face aux risques physiques

- Des réexamens périodiques sont réalisés sur les installations nucléaires et hydrauliques, intégrant à la fois le retour d'expérience et les projections liées au changement climatique.
- Comme cela est requis par la politique RSE du Groupe, les principales entités opérationnelles du Groupe mettent régulièrement à jour leur plan d'adaptation au changement climatique. Ils sont particulièrement renforcés pour les entités nucléaires, en France et au Royaume-Uni, hydrauliques, insulaires et s'appuient chaque fois que possible sur les scénarios du GIEC, afin d'examiner les dispositions prises et à prendre. À cet effet, un guide de réalisation des plans d'adaptation est mis à disposition des entités du Groupe.

- À l'appui de ces actions, le groupe EDF s'est doté depuis les années 1990 d'une compétence spécifique de R&D sur les enjeux climatiques investie dans des projets de recherche académiques collaboratifs.
- Le Groupe mène de nombreuses actions de veille et d'anticipation sur les effets extrêmes et chroniques, de manière à actualiser ses plans d'adaptation, à la fois pour les installations de production et infrastructures, mais aussi pour anticiper les conséquences en termes d'équilibre offre-demande.
- Le Groupe mène des actions de coordination en interne et avec les parties prenantes externes relatives aux utilisations de l'eau.
- Un programme nommé ADAPT a été mis en place en France afin de renforcer la résilience, dans la durée, des installations de production nucléaires et thermiques du Groupe face au changement climatique. Ce programme prend en compte les enjeux systémiques, les risques et impacts relatifs à l'ensemble des parties prenantes, internes et externes.
- Le Groupe renouvelle régulièrement ses couvertures assurantielles en lien avec les risques de nature climatique.

c) Principaux risques de transition

Le contexte de transition dans le sens de la décarbonation est *a priori* favorable et porteur pour les activités d'EDF, en cohérence avec sa raison d'être et sa stratégie, mais il génère plusieurs risques de transition :

- le contexte externe, sociétal, concurrentiel, social, économique, ou industriel, pourrait constituer un frein à cette stratégie. En particulier, le développement de nouveaux moyens de production nucléaire pourrait ne pas être reconnu au niveau sociétal et politique comme déterminant pour permettre la transition bas carbone ;
- l'atteinte des objectifs de réduction des émissions et plus généralement la réussite de la stratégie bas carbone du Groupe sont principalement conditionnées par la réussite des actions de fermeture ou de décarbonation de centrales aux combustibles fossiles et par le développement accéléré de moyens de production renouvelables, en complément de la production nucléaire et hydraulique ;
- en outre, les nouvelles solutions énergétiques bas carbone et la construction de nouveaux sites de production d'électricité bas carbone peuvent induire des interrogations sociétales : à titre d'exemple, conflits d'usage sur les sols dans le contexte d'une limitation de l'artificialisation, sur l'eau dans un contexte de diminution de la ressource, et sur l'utilisation de minéraux rares ;
- les ministres de l'Énergie des pays du G7 se sont fixé pour objectif en 2022 de décarboner le secteur de la production électrique d'ici 2040, en ligne avec le scénario *Net Zero* de l'Agence internationale de l'énergie paru en 2021. Cette cible a été reprise par de nombreux acteurs, dont SBTI dans son standard *Net Zero*. Cela conduit EDF à devoir expliciter les impacts d'un tel scénario pour ses propres activités. Le Groupe, qui joue un rôle critique dans l'équilibre offre/demande du système électrique, en particulier en France, pourrait ne pas être en capacité de suivre cette trajectoire. Cela pourrait se traduire par des risques de réputation ou des actifs échoués. Une telle trajectoire de décarbonation à 2040 sur l'ensemble des activités nécessite que certaines conditions incitatives soient réunies, notamment concernant la robustesse du prix du CO_2 à long terme ou le soutien à l'ensemble des technologies bas carbone et leurs chaînes de valeur ;
- la directive européenne sur le reporting des données extra-financières (directive CSRD, adoptée en novembre 2022) fixe à toutes les entreprises européennes l'objectif de s'inscrire dans une trajectoire compatible avec l'objectif 1,5 °C et l'atteinte de la neutralité carbone à l'échelle européenne d'ici 2050. L'absence de standardisation dans les labels pose un risque de lisibilité de l'impact des activités d'EDF par ses parties prenantes. Le groupe EDF est labellisé 1,5 °C par Moody's *(Net Zero Assessment)* mais encore sur une trajectoire *Well Below 2°C* selon SBTi ;
- des évolutions législatives ou réglementaires nouvelles, ainsi que d'éventuelles conséquences d'actions en justice, liées au changement climatique pourraient également avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF et être source de nouveaux risques juridiques ou de non-conformité ;
- le Groupe pourrait également être amené à faire face à l'émergence de nouvelles technologies ou solutions disruptives s'inscrivant dans les objectifs de la transition.

d) Actions de maîtrise face aux risques de transition

- Trajectoire carbone. Le Groupe s'est fixé, dès 2018, l'objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050 puis s'est engagé en 2020 sur une trajectoire de réduction de l'ensemble de ses émissions (Scopes 1, 2 et 3) à 2030 et sur un plan de transition climatique. Après avoir diminué de 50 % ses émissions directes de CO_2 entre 2017 et 2022, le Groupe a pris en 2023 de nouveaux objectifs pour 2025, 2030 et 2035, se fixant une trajectoire ambitieuse à court et moyen termes pour la décarbonation de ses activités. (Voir la section 3.2.2.1.1.1 « Une ambition "Zéro émission nette" soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse »
- Déploiement des solutions bas carbone. Le Groupe se mobilise dans l'ensemble des solutions bas carbone, qu'il s'agisse de moyens de production d'électricité (renouvelables et nouveau nucléaire), le développement des flexibilités (notamment le stockage électrique), dans la mobilité électrique bas carbone et dans le développement de solutions de décarbonation pour l'industrie.
- Comme étape ultime d'une démarche de contribution à l'atteinte de la neutralité, le Groupe privilégie les projets dits « à émission négative » pour compenser ses émissions résiduelles à l'horizon 2050.
- Les actions de maîtrise du risque 3A portant sur les évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire consistent en : veille sur le contexte politique, législatif, réglementaire et jurisprudentiel ; analyse des conséquences potentielles des textes et suivi des actions en justice ; dialogue et argumentation auprès des pouvoirs publics.

e) Actions de maîtrise globale - synthèses et cartographie des risques climatiques

- Le Groupe dispose depuis les années 1990 d'une expertise importante en matière climatique, tant dans sa Direction R&D que dans ses centres d'ingénierie. Cette expertise fait l'objet de revues externes régulières. À titre d'exemple en 2019 dans le cadre du conseil scientifique d'EDF, ou en 2023 dans le cadre du Conseil de Parties Prenantes d'EDF (ces deux instances sont évoquées à la section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique »)
- Une cartographie des risques climatiques à l'échelle du Groupe, portant sur l'ensemble des risques physiques et de transition, suivant les recommandations de la TCFD est régulièrement présentée au Comité des risques et de l'audit. Elle s'appuie en particulier sur les plans d'adaptation des entités opérationnelles et sur l'expertise de la R&D. Les risques climatiques sont identifiés, évalués et actualisés annuellement selon la méthode générale de cartographie des risques du Groupe (résumés dans le présent facteur de risques, et un peu plus détaillés en section 3.2.2.3 « Résilience du modèle d'affaire face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques »).
- De la cartographie des risques climatiques, est décliné un plan d'action, inclus dans le projet d'entreprise, portant sur la trajectoire carbone et sur l'adaptation au changement climatique (démarche résilience).
- Une présentation au Conseil d'administration a été faite en septembre 2023. Elle portait sur les principales avancées des plans d'action, notamment en termes de gouvernance, de choix de scénarios pour les études climatiques et de complétion des plans d'adaptation des différents métiers du Groupe.

- Un audit sur l'adaptation des moyens du groupe EDF au changement climatique a été mené en 2022, complété par un audit en 2024 portant sur les risques environnementaux et climatiques. Les recommandations de 2024 portent sur : l'harmonisation des hypothèses relatives à l'évolution du climat entre les différentes entités du Groupe, la précision du niveau de résilience attendu pour le système électrique, la planification opérationnelle et le chiffrage des plans d'adaptation. Un plan d'action a été déployé et est suivi dans le cadre de la démarche résilience du Groupe.
- De nombreuses actions sont menées en interne, en vue de sensibiliser les dirigeants du Groupe sur les enjeux climatiques et de les mobiliser concrètement (voir la section 3.1.3.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération »).

5C – Capacité de transformation face aux ruptures

RÉSUMÉ

La stratégie de développement du Groupe, l'évolution du périmètre d'activités et les synergies au sein du Groupe pourraient ne pas être mises en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Contexte

- Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe ayant un impact significatif sur les activités du Groupe (SFEC et CRIM) ; accord européen sur les marchés de l'énergie ; dispositions post-ARENH en France à partir du 1er janvier 2026.
- Consensus de tous les acteurs sur le rôle majeur de l'électricité dans la décarbonation des activités économiques d'ici 2050… mais mise en œuvre difficile.
- Émergence de nouveaux marchés et de nouveaux acteurs, évolution des modèles d'activité des acteurs pouvant impacter les marchés de l'énergie. Évolution du contexte concurrentiel des marchés sur lesquels le Groupe opère, et des nouvelles attentes des clients.
- Volatilité persistante des prix d'énergies ; tensions sur les matières premières et matières critiques.
- Crise liée à l'aléa industriel corrosion sous contrainte (en voie de résolution), dans un contexte fragilisé par les crises (Covid, Ukraine).
- Tensions géopolitiques.
- Impact du changement climatique sur les activités du Groupe.

Dans ce contexte, la compétition s'intensifie dans tous les domaines : production d'énergie, fourniture, services, stockage, appels d'offres à l'international, alors que les règles du jeu évoluent, notamment avec les nouvelles dispositions de fonctionnement des marchés post-ARENH.

b) Risques principaux

Dans le contexte évoqué ci-dessus, le risque principal est de ne pas atteindre les ambitions stratégiques du Groupe. En particulier :

- risque que les transformations engagées pour faire face aux défis et opportunités créés dans ce contexte soient insuffisantes ou que le modèle du Groupe soit remis en cause. Les conséquences potentielles de ce risque se mesurent en termes :
  - de financement et de rentabilité (compte tenu du projet de nouvelle organisation du marché de l'électricité prévue en France à partir du 1er janvier 2026) dans le modèle d'activité,
  - de non-atteinte des objectifs d'électrification des usages, de décarbonation, de non-atteinte des objectifs de développement,
  - de dégradation de l'intégration amont/aval,
  - de diminution des synergies transverses déployées au sein du Groupe intégré,
  - de diminution de la capacité à saisir des opportunités nouvelles (mobilité, hydrogène…) et de perdre la position de leader du Groupe dans le domaine énergétique,
  - d'incapacité à trouver, dans les filières industrielles concernées, les compétences nécessaires au développement et à la réalisation des projets liés à la transition énergétique ;
- risque que les coûts du nucléaire et leur évolution ainsi que la capacité du Groupe à les financer contraignent le Groupe à reconsidérer le rythme de déploiement de sa stratégie.
- même en cas de transformation bien engagée et de dispositifs contractuels adéquats, le Groupe pourrait ne pas assurer la mise en œuvre de ses projets de décarbonation selon les calendriers prévus et dans des conditions satisfaisantes. Les solutions bas carbone pourraient ne pas complètement répondre dans la durée aux besoins exprimés par les clients et parties prenantes du Groupe avec la rentabilité escomptée ;
- risque que la mobilisation individuelle et collective du personnel ne soit pas suffisante, et que les modes de fonctionnement ne soient pas suffisamment efficaces, au regard des défis et de l'environnement externe du Groupe ;
- risque de ne pas atteindre les objectifs de transformation numérique du Groupe.

c) Actions de maîtrise

Les actions qui suivent s'inscrivent dans la raison d'être du Groupe et ses engagements RSE, en réponse aux besoins de ses clients et parties prenantes, face aux évolutions de l'environnement externe :

- poursuite du développement et du déploiement des solutions bas carbone : fourniture d'électricité bas carbone et services, notamment d'efficacité énergétique et de décarbonation des usages en accélérant la mise en œuvre des solutions d'électrification des usages, production d'électricité bas carbone, solutions de stockage, projets hydrogène bas carbone, solutions de flexibilité, dans une logique de développement durable et de proximité avec les clients et les territoires. Cette stratégie associe la recherche de relais de croissance à la valorisation des actifs existants. La stratégie et les leviers de la transformation du Groupe sont décrits dans la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » ;
- partage du Projet d'entreprise « Ambitions 2035 » permettant de porter, auprès des salariés, les ambitions du Groupe à travers les 4 axes stratégiques suivants, et de clarifier ainsi sa trajectoire de développement d'ici 2035 :
  - accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone,
  - produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables,
  - développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique,
  - développer les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique.

- mise en place des programmes de développement, d'adaptation, de transformation et des plans de performance. Ces programmes peuvent être complétés par une analyse stratégique des actifs, qui peut elle-même conduire à un besoin d'agilité financière supplémentaire donnant lieu à des cessions ou des acquisitions (voir la section 1.2.3 « Faits marquants ») ;
- actions de mobilisation des collectifs de travail et des leaders du Groupe au travers d'une démarche de transformation, promouvant notamment un même état d'esprit à développer (« une seule équipe, qui se réinvente, pour être au rendez-vous des résultats attendus ») et 5 traits de leadership à privilégier pour réussir « Ambitions 2035 ».

5D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme

RÉSUMÉ

Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages au personnel.

Criticité : ■ ■ Intermédiaire

a) Risques principaux

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe en ce qui concerne les régimes à prestations définies (voir la section 6.1, note 16 « Provisions pour avantages du personnel » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). En France, à ces engagements au titre des retraites s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité.

Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base d'hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et, dans le cas des engagements sociaux en France, des règles régissant respectivement les prestations versées par les régimes de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc entraîner une augmentation des provisions correspondantes.

Ainsi, toute nouvelle réforme des retraites en France pourrait avoir un impact sur les engagements du Groupe.

Par ailleurs, si la valeur des fonds de pension au Royaume-Uni devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place un fonds de pension (EDFG) au Royaume-Uni, où la couverture des engagements est une obligation réglementaire, et des fonds externalisés en France, qui permettent une couverture partielle des engagements. Ces fonds font l'objet d'une stratégie de gestion actif-passif visant à maîtriser les risques d'augmentation des provisions résultant de ces engagements.

3.

État de durabilité et Plan de vigilance

3.1	**Informations générales**	**152**
3.1.1	Base d'établissement de l'état de durabilité	156
3.1.2	Gouvernance	158
3.1.3	Stratégie, Impacts, Risques et Opportunités matériels et politique RSE	164
3.1.4	Processus d'évaluation de double matérialité	179
3.1.5	Annexes	185
3.2	**Informations environnementales**	**196**
3.2.1	Système de management de l'environnement	196
3.2.2	ESRS E1 - Changement climatique	197
3.2.3	ESRS E2 – Pollution	227
3.2.4	ESRS E3 - Ressources hydriques	232
3.2.5	ESRS E4 - Biodiversité et écosystèmes	240
3.2.6	ESRS E5 - Utilisation de ressources et économie circulaire	248
3.2.7	Taxonomie verte	256
3.3	**Informations sociales**	**280**
3.3.1	Engagements sociaux du Groupe	280
3.3.2	ESRS S1 - Effectif de l'entreprise	285
3.3.3	ESRS S2 - Travailleurs de la chaîne de valeur	302
3.3.4	ESRS S3 - Communautés affectées	312
3.3.5	ESRS S4 - Consommateurs et utilisateurs finaux	319
3.4	**Informations sur la conduite des affaires**	**329**
3.4.1	Description des procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels	329
3.4.2	Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires	330
3.4.3	Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs	332
3.4.4	Prévention et détection de la corruption	334
3.4.5	Sûreté et gestion de crise	335
3.4.6	Influence politique et activités de lobbying	336
3.5	**Rapport des Commissaires aux comptes en charge de la certification des informations en matière de durabilité**	**339**
3.6	**Plan de vigilance**	**343**
3.6.1	Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance	343
3.6.2	Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes	345
3.6.3	Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance	346
3.6.4	Méthodologie de cartographie des risques du Groupe	347
3.6.5	Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2024	348
3.6.6	Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation	348
3.6.7	Système d'alerte du Groupe	355
3.6.8	Dispositifs de suivi	355

En cohérence avec la raison d'être d'EDF, sa stratégie, son modèle d'affaires et les facteurs de risques associés [1], le chapitre 3 détaille les enjeux, engagements, politiques, actions et résultats du groupe EDF en matière de performance extra-financière et de responsabilité sociétale de l'entreprise (RSE). L'état de durabilité correspond aux sections 3.1 à 3.4.

3.1 Informations générales

La raison d'être d'EDF repose sur des enjeux clés qui, déployés ensemble, visent à s'assurer que l'action du Groupe dans le cadre de la transition énergétique puisse s'effectuer de manière juste et inclusive. Pour un développement détaillé, voir la publication « Transition énergétique juste et inclusive, de la stratégie à l'action » publiée sur le site edf.fr [2].

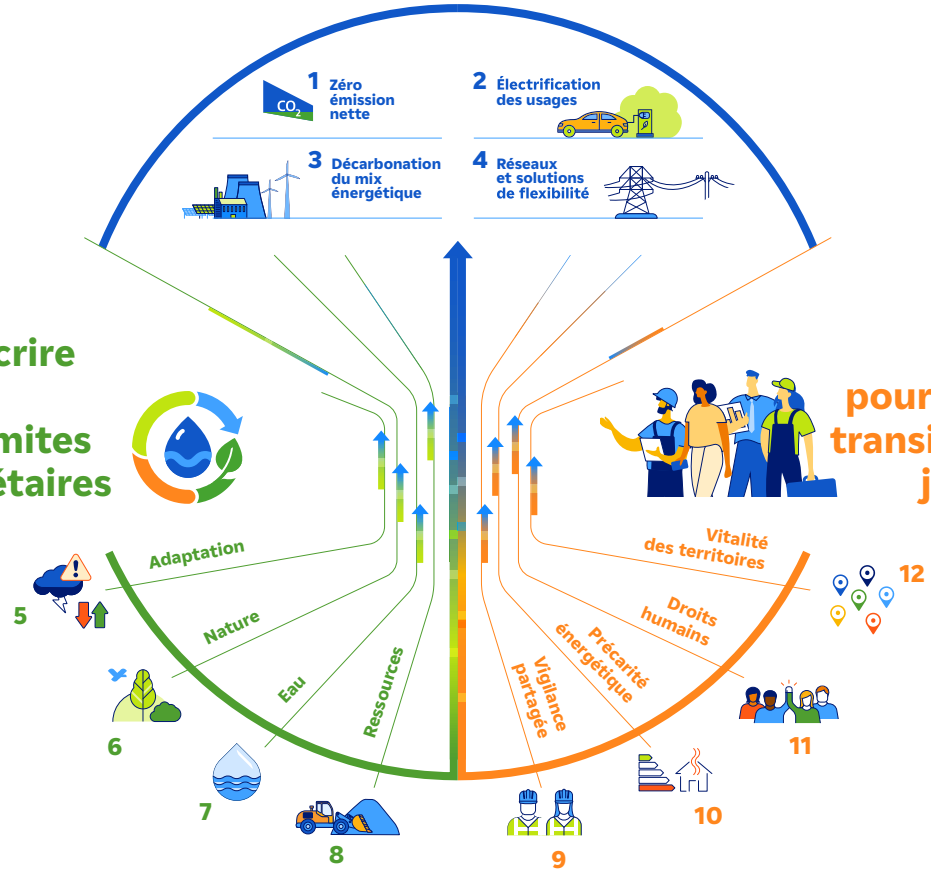
Les objectifs RSE du groupe EDF sont en cohérence avec le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et sa raison d'être : le groupe EDF s'engage à bâtir le système électrique de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste.

(1) Concernant la raison d'être d'EDF : voir l'introduction de l'URD ; concernant la stratégie du groupe EDF, voir la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » ; concernant le modèle d'affaires du groupe EDF : voir la section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires » et la section 1.4 « Description des activités du Groupe » ; concernant les facteurs de risques du groupe EDF : voir le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ».
(2) www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rse/transition-juste/edfgroup_rse_transition-juste-et-inclusive_principes_vf.pdf

NOS **ENGAGEMENTS RSE**

Notre raison d'être :
Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.
Pour contribuer au projet d'entreprise Ambitions 2035, **EDF se fixe 3 objectifs et 12 engagements RSE.**

Bâtir le système électrique de demain



Notre ambition : être la génération qui fait la transition

Bâtir le système électrique de demain

1. **Une ambition « Zéro émission nette »** sur l'ensemble de nos activités à l'horizon 2050.
2. **Électrification des usages :** accompagner nos clients vers des solutions innovantes bas carbone.
3. **Décarbonation du mix énergétique :** accélérer la substitution des fossiles par de l'électricité et de la chaleur bas carbone, grâce à nos installations, existantes et futures, nucléaires et renouvelables.
4. **Développement des réseaux et des solutions de flexibilité** pour répondre aux besoins du système électrique et faire face aux défis de la transition énergétique.

S'inscrire dans les limites planétaires

5. **Adaptation :** renforcer l'adaptabilité de nos activités dans les territoires face aux dérèglements climatiques.
6. **Nature :** contribuer à la régénération des écosystèmes et minimiser nos impacts négatifs.
7. **Eau :** contribuer à préserver la ressource en eau pour favoriser la résilience des milieux et satisfaire les usages de façon concertée et durable.
8. **Ressources :** s'engager pour un modèle circulaire sobre en matières premières et une gestion responsable de nos déchets nucléaires et conventionnels.

Agir pour une transition juste

9. **Vigilance partagée :** veiller à la sécurité et à la santé de toutes et tous, collaborateurs, partenaires et fournisseurs.
10. **Lutter contre la précarité énergétique.**
11. **Promouvoir les droits humains** pour plus d'inclusion, de diversité et d'impact positif dans notre chaîne de valeur.
12. **Vitalité des territoires :** maximiser les retombées positives pour les territoires accueillant nos activités par la concertation avec nos parties prenantes et le respect de leurs droits fondamentaux.

La cartographie suivante indique pour chaque engagement RSE, les enjeux de durabilité tels qu'issus de l'analyse de double matérialité, sa contribution aux Objectifs de développement durable (ODD) de l'ONU, et la mesure de performance associée.

Engagements RSE et indicateurs clés du Groupe

Engagements Groupe	ESRS	Enjeux de durabilité matériels pour EDF	Contribution aux ODD	Politique, actions, résultats, métriques
		Enjeu de durabilité transverse : Gouvernance		
BÂTIR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DE DEMAIN				
Ambition « Zéro émission nette »	E1	Atténuation du changement climatique		Section 3.2.2.1
Électrification des usages	E1	Atténuation du changement climatique		Section 3.2.2.1
Décarbonation du mix énergétique	E1	Atténuation du changement climatique		Section 3.2.2.1
Développement des réseaux et des solutions de flexibilité	E1, S4	Atténuation du changement climatique Continuité et fourniture d'électricité		Section 3.3.5.1
S'INSCRIRE DANS LES LIMITES PLANÉTAIRES				
Adaptation	E1	Adaptation au changement climatique		Section 3.2.2.2
Nature	E2, E4	Impact sur les écosystèmes Perte de biodiversité Pollution de l'air, de l'eau et des sols		Section 3.2.5
Eau	E3	Consommation et prélèvements d'eau douce Partage de la ressource en eau		Section 3.2.4
Ressources	E5	Déchets Flux de ressources entrants		Section 3.2.6
AGIR POUR UNE TRANSITION JUSTE				
Vigilance partagée	S1, S2, S3, S4, G1	Santé et sécurité de tous Éthique, conformité et transparence du lobbying Protection des données personnelles Sûreté et gestion de crise Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte		Section 3.3.2.6
Précarité énergétique	S4	Inclusion sociale des consommateurs et/ou des utilisateurs finaux		Section 3.3.5.2
Droits humains, inclusion, diversité et impact dans chaîne de valeur	S1, S2, S3, G1	Égalité, diversité et inclusion pour tous Droits humains du personnel de l'entreprise, des travailleurs de la chaîne de valeur et des communautés affectées Gestion des relations avec les fournisseurs Développement des compétences Dialogue social Attraction et fidélisation des travailleurs		Section 3.3.2.7 Section 3.4.1.2
Vitalité des territoires	S3	Développement territorial Dialogue et concertation avec les parties prenantes		Section 3.3.4 Section 3.3.4

Indicateur-clé de performance	Périmètre	Unité	Objectif				2022	2023	2024
Émissions Scope 1	Groupe	$MtCO_2e$ *vs* 2017	2027 -65 %	2030 -70 %	2035 -80 %	2050 -90 %		-63 %	**-67 %**
Émissions Scope 3	Groupe	$MtCO_2e$ *vs* 2019	2027 -30 %	2030 -35 %	2035 -45 %			-39 %	**-38 %**
Émissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants	Groupe	$MtCO_2$	2027 22	2030 30	2035 45		11,4	12,4	**13,4**
Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur	Groupe	gCO_2/kWh		2030 30	2035 22		50	37	**30**
Développement des énergies renouvelables	Groupe	GW bruts mis en service/an en moyenne			2035 8			2,9	**3,2**
Développement des réseaux : durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients	Enedis	min	2025 62				59,5	72,9	**71,6**
Part des plans d'adaptation mis à jour ces 2 dernières années	Groupe	%	2025 100 %						**54 %**
Restauration des écosystèmes : renaturation d'espaces naturels	EDF SA	nombre de sites	2025 12	Cible Groupe à construire					**6**
Intensité eau : eau consommée/production électrique du parc	Groupe	l/kWh	2027 < 0,9	2030 < 0,9	2035 < 0,9		0,75	0,82	**0,86**
Travaux en cours en vue de construire une ambition d'économies d'uranium naturel grâce au recyclage de combustible usé									
Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	Groupe	%	2027 > 90	2030 > 90	2035 > 90		88,4	85,3	**90,0**
LTIR Global	Groupe	par million	2025 < 1,6	2030 < 1			1,9	1,7	**1,6**
Précarité énergétique : nombre de limitations de puissance évitées comparé au nombre de limitations de puissance réalisées	EDF SA et Électricité de Strasbourg	%	Cible Groupe à construire						**398 612 (évitées)/ 426 938 (réalisées)**
Taux de mixité : femmes dirigeantes	Groupe	%		2030 40				24,0	**26,7 %**
Délais de paiement	France [1], Royaume-Uni [2], Belgique [3], Italie [4]	jours	2025 60	2030 60	2035 60				**< 60***
Taux annuel d'achats territorial	EDF SA	%	Cible Groupe à construire					94,5	**95,4 %**
Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée	Groupe	%	2025 100	2030 100	2035 100		100	100	**100 %**

* En France : 60 jours ; au Royaume-Uni : 42 jours ; en Italie : 38 jours ; en Belgique : 46 jours

(1) Incluant EDF SA, Framatome, Enedis, EDF Renouvelables, Électricité de Strasbourg et Dalkia.
(2) Incluant EDF Energy, Dalkia au Royaume-Uni et EDF Renouvelables au Royaume-Uni.
(3) Luminus.
(4) Edison

3.1.1 Base d'établissement de l'état de durabilité

La performance extra-financière est une composante de la performance intégrée du Groupe. Elle est au service d'une transition énergétique juste et inclusive.

Les informations en matière de durabilité ont été établies dans un contexte de première application des exigences légales et réglementaires résultant de la transposition de la directive européenne sur la publication d'informations en matière de durabilité des entreprises (Corporate Sustainability Reporting Directive, « Directive CSRD »). Cette première année d'application de la directive et des analyses de double matérialité qu'elle requiert, est caractérisée par des incertitudes sur l'interprétation des textes, l'absence de pratiques établies ou de données comparatives ainsi que par des difficultés de collecte de données, en particulier au sein de la chaîne de valeur.

Dans ce contexte, le Groupe s'est attaché à appliquer les exigences normatives fixées par les ESRS [1], telles qu'applicables à la date d'établissement de l'état de durabilité, sur la base des informations disponibles dans les délais d'établissement de l'état de durabilité.

Dans certains cas, les difficultés d'accès à des données fiables dans ces délais ont contraint le Groupe à recourir au cas par cas sur certaines informations :

- à des limitations de périmètre (voir la section 3.1.1.1 « Périmètre ») opérées sur certaines données. Ces périmètres partiels seront étendus progressivement au périmètre Groupe ;
- à des estimations (voir les sections 3.1.1.3 « Estimations concernant la chaîne de valeur » et 3.1.1.4 « Sources d'incertitude associées aux estimations et résultats ») qui pourront être affinées à mesure que la qualité des données disponibles s'améliore.

Enfin, pour tenir compte des meilleures pratiques et recommandations de place ainsi qu'une meilleure connaissance de ces nouvelles dispositions réglementaires et normatives, le Groupe pourra être amené, le cas échéant, à faire évoluer certaines pratiques de reporting et de communication, ainsi que le dispositif de contrôle interne relatif à la production des informations en matière de durabilité, dans une démarche d'amélioration continue.

Le mode d'établissement de l'état de durabilité est consolidé sur la base de la directive CSRD, UE 2022/2464 transposée en France en décembre 2023 par l'ordonnance n° 2023-1142 du 6 décembre 2023 et le décret n° 2023-1394 du 30 décembre 2023.

3.1.1.1 Périmètre

Principes

S'agissant des indicateurs environnementaux, sociaux et sociétaux, le périmètre couvert par l'état de durabilité est élaboré sur la base du périmètre de consolidation financière du Groupe. La liste des principales sociétés incluses dans le périmètre de consolidation est présentée dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - Note 3 « Périmètre de consolidation ». Ce périmètre englobe EDF SA, ainsi que les filiales contrôlées (intégration globale), conformément aux normes comptables internationales (IAS-IFRS). Une analyse a été menée par le Groupe qui a conclu que le périmètre de consolidation financière est identique au périmètre de contrôle opérationnel au sens des ESRS, à l'exception de Dalkia, pour laquelle des situations de contrôle opérationnel ont été identifiées.

Les indicateurs de l'état de durabilité reportés sur la chaîne de valeur (gaz à effet de serre Scope 3 uniquement en 2024) incluent les participations mises en équivalence et minoritaires à hauteur de la quote-part détenue par le Groupe EDF.

Il est à noter que l'ensemble des activités du Groupe relèvent d'**un seul grand secteur ESRS, le secteur de l'Énergie**. Ce secteur est défini d'après le règlement délégué (UE) 2023/2772 du 31 juillet 2023 et la classification NACE comme un **secteur à fort impact climatique** (secteur de la production et distribution d'électricité).

Les entités acquises au cours de l'exercice sont intégrées, le cas échéant, au périmètre de consolidation financière dans l'année de l'acquisition dès lors que cette acquisition a été réalisée depuis au moins six mois avant la date de clôture.

Périmètre applicable

En 2024, le périmètre de consolidation des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance intègre Arabelle Solutions (à la suite de l'acquisition en mai 2024 par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power) et NUWARD, filiale créée en 2023 et dédiée au développement du *Small Modular Reactor* (déjà consolidée en consolidation financière).

L'état de durabilité couvre l'ensemble des activités du Groupe, de ses filiales consolidées et de ses implantations géographiques. Il inclut les informations concernant la chaîne de valeur amont et aval qui ont été identifiées comme matérielles lors de l'analyse des impacts, risques et opportunités lors de l'analyse de double matérialité.

Ce rapport n'a fait l'objet d'aucune omission intentionnelle d'information particulière relative à la propriété intellectuelle, au savoir-faire ou aux résultats d'innovations du Groupe. De plus le Groupe ne fait pas usage de l'exemption de publication d'informations portant sur des évolutions imminentes ou des affaires en cours de négociation, conformément à l'article 19 bis, paragraphe 3, et à l'article 29 bis, paragraphe 3, de la directive 2013/34/UE.

Néanmoins, pour cette première année, un certain nombre de données quantitatives n'ont pas encore pu être collectées à la maille Groupe ou seulement de façon partielle. Le Groupe s'organise pour collecter ces données au périmètre groupe à partir de 2025. Le tableau ci-dessous liste les indicateurs obligatoires concernés et l'étendue du périmètre de collecte pour l'année 2024 le cas échéant.

(1) *European Sustainability Reporting Standards.*

Donnée obligatoire	État de la collecte de la donnée obligatoire	Périmètre de collecte 2024
E3 : Eau recyclée/réutilisée	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA/DPN
E4 : Nombre et surface des sites impactant des zones sensibles sur le plan de la biodiversité	Indicateur non collecté en 2024	
E4 : Préservation et restauration d'espaces naturels	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA
S1 : Nombre et taux d'accidents du travail comptabilisables	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA
S1 : Écart de rémunération hommes/femmes et ratio d'équité	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA France, Enedis, Framatome France, Dalkia France, EDF Energy
S2 : Audit/évaluations RSE fournisseurs	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA, Dalkia, Edison, Framatome
S3 : Taux d'achats territorial	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	EDF SA
S4 : Indicateur de performance solidarité	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	Périmètre France métropolitaine continentale en 2024
G1 : Pourcentage de fonctions à risques couvertes par les programmes de formation anti-corruption	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	Certaines directions EDF SA, Dalkia, Edison, Framatome, EDF Energy, EDF Renouvelables, PEI
G1 : Délais de paiement et procédures judiciaires	Indicateur collecté sur un périmètre partiel	France incluant EDF SA, PEI, Edvance, G2S, Sofilo, Immobilière du Plateau, Framatome, Enedis, EDF Renouvelables, Électricité de Strasbourg et Dalkia, Royaume-Uni incluant EDF Energy, Dalkia, EDF Renouvelables, Belgique (Luminus) et Italie (Edison)
Ressources investies et dépenses	Indicateurs collectés sur un périmètre partiel	Les outils de gestion en place dans le Groupe ne permettent pas de collecter l'ensemble des ressources investies et des dépenses réalisées pour les différents plans d'action

3.1.1.2 Horizons temporels

Les horizons de temps utilisés par le Groupe sont ceux définis dans la norme ESRS 1. L'horizon temporel à court terme correspond à la période de référence des états financiers, l'horizon à moyen terme s'étend de la fin de période de référence à court terme jusqu'à cinq ans et l'horizon long terme correspond aux impacts, cibles ou actions attendues sur une période plus longue que cinq ans. Notamment, les cibles sont souvent fixées à l'horizon 2035 en cohérence avec le projet stratégique du Groupe.

Pour le cas particulier de l'analyse des risques climatiques, le groupe EDF utilise des scénarios dont l'horizon peut atteindre 2100 (voir section 3.2.2.3 « Résilience du modèle d'affaire face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques »).

3.1.1.3 Estimations concernant la chaîne de valeur

L'évaluation des impacts et des risques des parties prenantes de la chaîne de valeur du groupe EDF, pour l'ensemble des sujets, et sur l'ensemble des activités amont et aval du Groupe, a été réalisée sur la base des connaissances internes. Cette analyse se concentre principalement sur les fournisseurs et les clients de premier rang du Groupe. Cette évaluation sera à compléter dans les prochaines années sur la base des rapports de durabilité qui seront produits par les acteurs des chaînes de valeur du Groupe et des ESRS sectoriels qui permettront d'avoir une vision consensuelle de la matérialité d'un secteur.

S'agissant des données de la chaîne de valeur, pour cette première année, les estimations réalisées concernent uniquement le bilan de gaz à effet de serre (GES) (Scope 3). Ces estimations sont inhérentes aux méthodologies d'estimation des émissions de Scope 3 de par notamment l'absence de consensus sur certaines pratiques de comptabilisation et de par les évolutions réglementaires constantes. De plus, un certain niveau d'incertitude peut être attaché aux données d'activité et les facteurs d'émission, qui convertissent les données d'activité en émissions de CO_2, sont eux-mêmes sujets à des variations selon les sources et les contextes d'application. Dans ce contexte, le Groupe a fait ses meilleurs efforts pour être conforme aux meilleures pratiques et méthodologies de place. Pour les autres données qui pourraient être pertinentes de recueillir dans le futur en fonction de la matérialité de chaque secteur, celles-ci se baseront majoritairement sur les données divulguées dans les rapports de durabilité des fournisseurs et clients du Groupe. Si ces données sont insuffisantes ou incomplètes, le Groupe sollicitera au cas par cas les fournisseurs et clients concernés.

3.1.1.4 Sources d'incertitude associées aux estimations et résultats

Les informations de durabilité peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données internes et externes utilisées (données calculées pour la chaîne de valeur par exemple). D'autre part, certaines informations telles que les données prospectives, les données manquantes (notamment relatives aux derniers jours de l'année), et la quantification de certaines informations en matière de durabilité, en particulier environnementales, font l'objet d'estimations et de jugements notamment basés sur l'expérience du Groupe et les référentiels internationalement reconnus en matière de durabilité ainsi que les meilleures informations à disposition à date. Par exemple, pour certaines données environnementales sur certaines installations industrielles spécifiques, des mesures directes ne sont pas possibles et ont nécessité le développement de modèles de calcul sur la base d'un certain nombre de données mesurées.

Ces estimations sont sensibles aux choix méthodologiques ainsi qu'aux hypothèses retenues pour leur établissement. La nature et la portée des estimations mises en œuvre ou limitations de périmètre de collecte opérées au cas par cas sur certaines données sont explicitées dans chaque section concernée de ce rapport, intitulée « Précisions sur les indicateurs », en regard des valeurs 2024 communiquées, c'est par exemple le cas pour les indicateurs relatifs à la consommation et aux prélèvements d'eau (voir section 3.2.4.2.5 « Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau »).

3.1.1.4.1 Changement dans la préparation ou la présentation des informations en matière de durabilité

La déclaration de performance extra-financière (DPEF) a évolué pour devenir l'état de durabilité, qui introduit de nouveaux indicateurs alignés sur les standards européens de durabilité tout en reprenant certains éléments déjà présents dans la DPEF.

3.1.1.4.2 Informations issues d'autres actes législatifs ou cadres d'informations

Pour plus d'informations, voir la section 3.1.5.2 « Tableau de tous les points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE ».

Dans un souci de cohérence et pour éviter toute duplication d'informations, ce rapport s'appuie sur des références spécifiques à des sections pertinentes du document d'enregistrement universel (URD). Cette approche permet de centraliser les informations tout en facilitant leur accessibilité pour les parties prenantes. L'utilisation de ces références répond également aux exigences de la directive CSRD en matière de transparence, de connectivité et de traçabilité des informations.

3.1.2 Gouvernance

La gouvernance des enjeux de durabilité est pilotée, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux, au plus haut niveau du Groupe.

3.1.2.1 Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance

3.1.2.1.1 Conseil d'administration

La composition, les missions, et pouvoirs, les compétences et expertises, le fonctionnement du Conseil d'administration d'EDF sont décrits à la section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration ».

En matière de RSE, les membres du Conseil d'administration d'EDF sont sensibilisés aux questions de durabilité notamment par la mise en place de formations (voir les sections 3.1.2.2 « Compétences et expertises des organes d'administration, de direction et de surveillance sur les enjeux de durabilité » et 4.2.2.7 « Information et formations des administrateurs »).

À cet égard, au sein du Conseil d'administration d'EDF, les comités spécialisés, tels que le Comité de la stratégie, le Comité des risques et de l'audit, le Comité de responsabilité d'entreprise, et la Référente climat du Conseil d'administration contribuent à définir et mettre en œuvre la stratégie et la politique RSE du Groupe (voir les sections 4.2.3 « Comités du Conseil d'administration » et 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »).

En effet, le Comité des risques et de l'audit et le Comité de responsabilité d'entreprise examinent conjointement le processus de contrôle, de gestion et de surveillance des impacts, risques et opportunités du Groupe en matière de durabilité. À ce titre, leurs missions sont les suivantes :

- suivre le processus d'élaboration de l'information en matière de durabilité et le processus de mise en œuvre pour déterminer les informations à publier conformément aux normes pour la communication d'informations en matière de durabilité ;
- suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information en matière de durabilité ;
- suivre la certification des informations en matière de durabilité ;
- s'assurer du respect des conditions d'indépendance requises des intervenants exerçant des missions de certification des informations en matière de durabilité ; et
- rendre compte régulièrement au Conseil d'administration de l'exercice de leurs missions, des résultats de la mission de certification des informations en matière de durabilité ainsi que de la manière dont ces missions ont contribué à l'intégrité de l'information en matière de durabilité.

En 2024, le Comité des risques et de l'audit et le Comité de responsabilité d'entreprise se sont réunis conjointement à 3 reprises sur les questions de durabilité. Ont notamment été traités les sujets relatifs à la formation des administrateurs sur les sujets de durabilité, la nomination des Commissaires aux comptes en charge de la mission de certification des informations consolidées en matière de durabilité, le processus de double matérialité et le processus d'établissement des cibles RSE. Lors de la présentation du processus de double matérialité, la liste des impacts, risques et opportunités importants décrits à la section 3.1.3.3 « Impacts, risques et opportunités matériels » a été présentée au Comité des risques et de l'audit et au Comité de responsabilité d'entreprise (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil d'administration »). Les impacts, risques et opportunités, et plus généralement, tous les sujets de durabilité traités par le Comité de responsabilité d'entreprise (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ») sont pris en compte dans les décisions stratégiques prises par EDF et dans les procédures de gestion des risques (voir la section 3.1.4.2 « Correspondance entre les IROs (état de durabilité) et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé (section 2.2 de l'URD) »).

Pour plus d'informations sur le rôle et les missions de la Référente climat du Conseil d'administration, voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ».

Le premier plan de transition climatique du groupe EDF a été adopté lors de l'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2022 par une majorité de 99,87 % des voix. Dans le cadre de ses missions, en 2024, le Comité de la stratégie a revu le plan de transition climatique du Groupe (voir la section 4.2.3.1 « Comité de la stratégie »).

3.1.2.1.2 Gouvernance des enjeux de durabilité (niveau exécutif)

3.1.2.1.2.1 Le Comité exécutif (Comex)

Le Comité exécutif est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux, tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine. Il valide l'ensemble des politiques du Groupe, qui définissent les exigences communes à respecter dans le Groupe, en particulier les politiques en lien avec les enjeux de durabilité.

Pour la composition du Comex, voir la section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ».

3.1.2.1.2.2 Comité stratégique RSE (CSRSE)

Présidé par le Président-Directeur Général, et composé des Directeurs Exécutifs du Groupe, le Comité stratégique RSE examine l'ensemble des sujets de RSE dont il assure le pilotage stratégique et la coordination. Au gré des ordres du jour, les conclusions des séances sont rapportées en Conseil d'administration[1].

Le CSRSE s'est réuni à 4 reprises en 2024 et a notamment traité du plan d'adaptation au changement climatique d'EDF Renouvelables, des résultats de l'évaluation de la double matérialité du Groupe dans le cadre de la conformité à la CSRD, des conclusions d'un audit interne sur la gestion des risques environnementaux, d'études sur le salaire décent ou encore de l'engagement sociétal du groupe EDF.

3.1.2.1.2.3 *Sustainable development committee* (SDC)

Le SDC représente tous les métiers du Groupe et instruit en amont les dossiers présentés en Comité stratégique RSE. Il agit également en Comité de filière pour les compétences environnementales et sociétales. Il est présidé par la Directrice Impact et est composé d'une vingtaine de représentants en charge de la RSE dans leurs entités. Le SDC s'est réuni à 5 reprises en 2024.

3.1.2.1.2.4 Comité de gouvernance du projet CSRD

Un Comité de gouvernance dédié au projet CSRD a été mis en place. Ce Comité de gouvernance a suivi les bonnes pratiques de gestion de projet et a réuni les directions et filiales suivantes :

- des directions *corporate* d'EDF : Direction Performance, Impact, Investissements et Finance, Direction Stratégie Groupe, Direction des Risques Groupe, Direction Juridique Groupe, Direction Éthique et Conformité Groupe, Direction des Achats Groupe, Direction des Ressources Humaines Groupe ;
- des directions opérationnelles d'EDF : Direction Production Nucléaire et Thermique, Direction Internationale, EDF Hydro, Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, Direction Ingénierie Supply Chain ;
- des filiales du Groupe : Dalkia, Edison, Framatome, Luminus, Edison, EDF Renouvelables.

En 2023-2024, le Comité de gouvernance s'est réuni à 7 reprises pour suivre l'avancement du projet et réaliser les arbitrages nécessaires.

3.1.2.1.2.5 Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG)

Le CECEG autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe [2] (voir la section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »).

Ces projets doivent s'inscrire dans la raison d'être et font l'objet d'un avis de la Direction Impact élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe. Les enjeux relatifs à l'environnement, la santé sécurité des personnes et aux droits humains sont donc systématiquement abordés dans l'analyse des projets. Concrètement, cela prend la forme d'une identification des risques associés aux projets, tant pour les activités développées que pour les relations fournisseurs et sous-traitants envisagées dans le cadre du projet. Lorsque nécessaire, la Direction Impact peut organiser des *due diligences* spécifiques à ces enjeux.

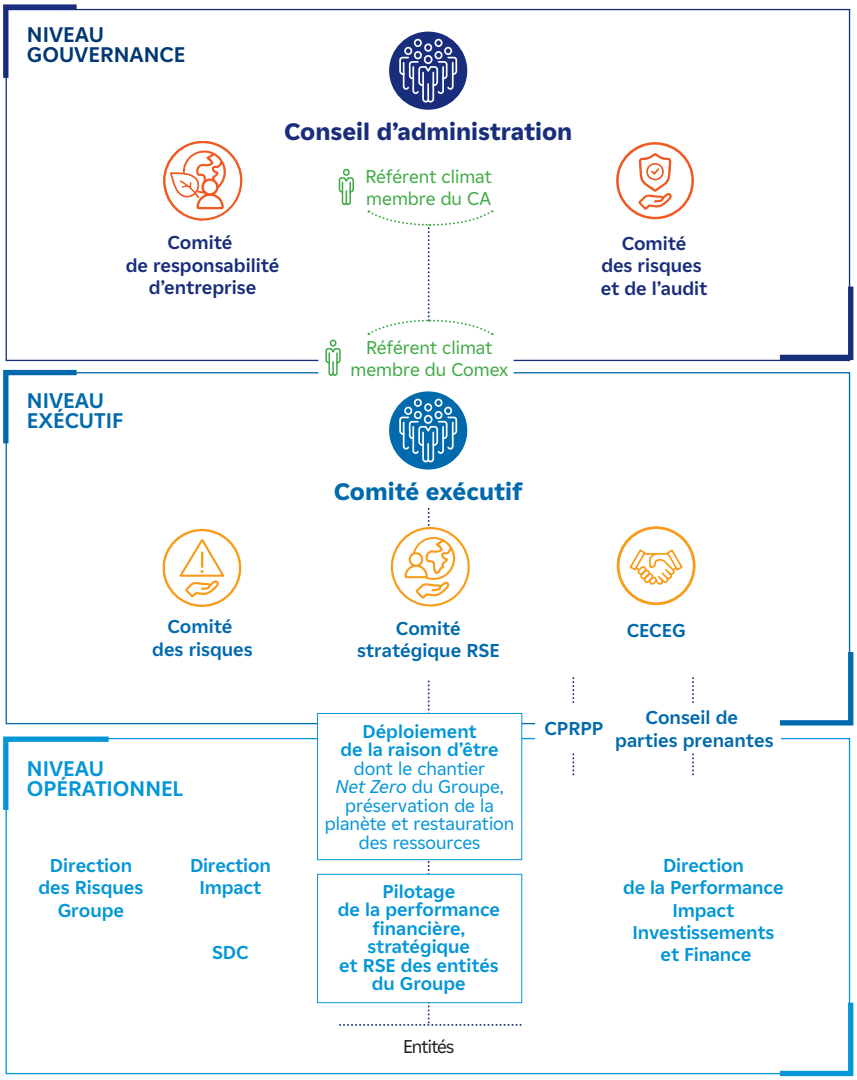
Dans les jalons antérieurs au CECEG, ces aspects sont examinés dans les instances de validation des projets propres à chaque entité.

(1) Via son Comité de responsabilité d'entreprise.
(2) Sont notamment concernés les nouveaux projets de plus de 60 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement.

3.1.2.1.2.6 Gouvernance des enjeux climat et nature

Afin d'assurer la prise en compte des enjeux liés au climat et à la nature, une gouvernance spécifique pour ces enjeux a été mise en place au travers des différents comités et instances énumérés dans les paragraphes précédents de cette section (3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance », en particulier la section 3.1.2.1.1 « Conseil d'administration »).

Cartographie de la gouvernance climatique et nature



Spécifique à la gouvernance climat

Le Conseil d'administration (CA)
définit les orientations stratégiques, financières et économiques en prenant en compte les enjeux climat et nature du Groupe.
Le CA s'est doté d'un référent climat.

Le Comité exécutif (Comex)
met en œuvre la stratégie climat et nature du Groupe.
Le Comex s'est doté d'un référent climat.

Le Comité stratégique RSE (CSRSE)
présidé par le Président Directeur-Général d'EDF, il assure le pilotage des stratégies climat et nature et de tout autre sujet en lien avec les 12 engagements RSE du Groupe.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG)
autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe en lien avec la raison d'être et les engagements RSE, dont climat et nature.

Le Comité des risques
identifie les risques prioritaires du Groupe, dont les risques climatiques et liés à la nature, et partage sa stratégie de traitement.

Le Conseil de parties prenantes
fait remonter les attentes de la société civile, notamment les attentes liées à la préservation des ressources naturelles.

Le Comité de pilotage des relations avec les pouvoirs publics (CPRPP)
coordonne les actions de portage des positions du Groupe auprès des autorités françaises et européennes.

Le *Sustainable development committee* (SDC)
représente tous les métiers du Groupe et prépare les dossiers présentés en Comité stratégique RSE.

Déploiement de la raison d'être et chantiers stratégiques
intégration des engagements RSE, dont le climat et la nature dans l'ensemble des politiques Groupe.

Pilotage de la performance financière, stratégique et RSE des entités
intégration dans la nouvelle politique RSE et dans les lettres de cadrage des entités des critères climat et nature.

3.1.2.1.2.7 La Direction Impact

Dans le cadre de l'évolution de l'organisation d'EDF pour répondre aux enjeux de la relance du nucléaire, la Direction Impact a été intégrée à la Direction Performance, Impact, Investissements et Finance (DP2IF). Cette réorganisation permet de renforcer la synergie entre les objectifs financiers et les engagements RSE, optimisant ainsi la performance intégrée du Groupe (en particulier, l'allocation des capitaux pour orienter les modèles d'affaires et la garantie d'une gouvernance des risques et opportunités liés à la transition énergétique).

La Direction Impact anime la RSE dans le Groupe : animation *corporate* des métiers et des filiales au sein du SDC (voir la section 3.1.2.1.2.3 « *Sustainable Development Committee* »), animation des réseaux internes dédiés tels que le système de management environnemental (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement (SME) ») ou les réseaux de veille anticipative, animation de la relation et du dialogue avec les partenaires externes (voir les sections 3.3.3.2 « Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur » et 3.3.5.1.2 « Processus de dialogue relatif à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux »).

3.1.2.2 Compétences et expertises des organes d'administration, de direction et de surveillance sur les enjeux de durabilité

Les compétences du Conseil d'administration en matière de durabilité sont appréciées selon plusieurs axes comme l'environnement et le climat, les enjeux sociétaux et de gouvernance et leur évaluation est développée à la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ».

Afin de porter les enjeux de durabilité au plus haut niveau de la Société et de renforcer l'implication et l'engagement du Conseil d'administration sur l'ensemble des sujets liés au climat, en lien avec la raison d'être d'EDF, et sur les questions de responsabilité sociale et environnementale, le Conseil d'administration dispose de plusieurs canaux de formation (voir la section 4.2.2.7 « Information et formations des administrateurs ») :

- la plateforme de formation numérique du Groupe où un parcours de formation dédiée aux enjeux RSE a été mis à disposition du Conseil d'administration en 2024. Ce parcours comprend plusieurs modules pour appréhender les principaux enjeux environnementaux et sociétaux de l'entreprise, s'approprier les engagements RSE du Groupe et identifier la déclinaison opérationnelle de ces engagements ;
- des séances spécifiques sont organisées sur des enjeux de durabilité comme la séance sur la trajectoire carbone du Groupe en 2024 ;
- les réunions du Conseil d'administration ou de ses comités spécialisés où les sujets RSE sont fréquemment à l'ordre du jour, comme en particulier l'examen du plan de vigilance de la Société ou la revue annuelle de la performance de durabilité (voir les sections 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2024 », 4.2.3.1 « Comité de la stratégie » et 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »). En 2024, l'état de durabilité et ses enjeux ont été abordés 3 fois lors de ces réunions : présentation de l'analyse de double matérialité, du processus de contrôle interne associé et de l'établissement des cibles et engagements du Groupe.

Par ailleurs, la formation des dirigeants et administrateurs inclut les thématiques de durabilité. Des parcours de formation 100 % digitaux sont mis à disposition de l'ensemble des dirigeants, tels que : « Construire un mix électrique décarboné à l'horizon 2050 : enjeux et méthodologie ». Le groupe EDF poursuit aussi son offre de formation « Business stratégique de l'énergie » pour les dirigeants, ou encore le module « Entreprise et développement durable » à destination des nouveaux administrateurs du Groupe. En 2024, tous les dirigeants ont été particulièrement sensibilisés sur les enjeux climatiques via le déploiement du projet stratégique du Groupe « Ambitions 2035 ».

3.1.2.3 Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération

EDF vise une gestion intégrée de toutes les performances (économique, opérationnelle, financière et RSE) et considère que la rémunération variable de ses dirigeants est un levier essentiel dans la mise en œuvre de sa stratégie RSE. Bien que les critères RSE fassent partie depuis plusieurs années des dispositifs de rémunération variable annuel et long terme, EDF a apporté en 2024 des évolutions significatives, afin de renforcer ce levier :

- augmentation de la pondération des critères RSE :
  - dans la rémunération variable annuelle : entre 9 % et 21 % de la pondération totale en 2024 selon les entités du Groupe (*vs* 9 à 15 % en 2023),
  - dans le plan de rémunération long terme Groupe : progression de 20 % à 30 % de la pondération totale ;
- introduction d'un critère mixité dans le bonus annuel, en complément de celui qui existe déjà dans le plan de rémunération long terme, en ligne avec l'ambition du Groupe d'atteindre 40 % de femmes parmi les cadres dirigeants du Groupe à fin 2030 ;
- introduction de nouveaux critères climat dans le bonus annuel, basés sur les émissions du Scope 3 [1] et les émissions de CO_2 évitées, en complément des émissions de Scope 1 et afin d'être représentatif de l'ensemble du Bilan carbone du Groupe, *cf.* le paragraphe « Trois critères climat » ci-dessous ;
- introduction d'un plafonnement du taux d'atteinte du critère de sécurité LTIR global à 80 % en cas d'accident mortel d'un salarié ou prestataire ;
- mise en place d'un pilotage intégré des critères RSE, métiers et financiers avec la création de la Direction Performance, Impact, Investissements et Finance, en étroite coordination avec la Direction des Ressources Humaines du Groupe.

Des critères climat et sociaux sont ainsi systématiquement présents dans les bonus annuels des cadres dirigeants du Groupe :

- Trois critères climat

Les trois critères climat sont définis au niveau du Groupe et leurs cibles annuelles sont établies en cohérence avec le plan de transition climatique du Groupe [2]. Il s'agit de l'intensité carbone [3], des émissions du Scope 3 [4] et des émissions de CO_2 évitées [5], cohérents avec l'engagement du Groupe « Zéro Émission Nette » à 2050. Ces trois critères couvrent l'ensemble des émissions du Bilan carbone du Groupe. En effet l'intensité carbone couvre les émissions directes du Groupe. Les émissions indirectes sont adressées par les indicateurs : émissions carbone du Scope 3 et émissions de CO_2 évitées.

Ces trois critères représentent 30 % des objectifs bonus sur le périmètre Groupe.

Bonus annuel 2024	Pondération dans les objectifs bonus sur le périmètre Groupe	Objectif cibles 2024	Résultat 2024	Taux d'atteinte 2024
Intensité carbone (gCO_2/kWh)	20 %	37	30	112,5 %
Émissions carbone du Scope 3 ($MtCO_2e$) [1]	5 %	62,1	58,3	
Émissions CO_2 évitées ($MtCO_2$)	5 %	14,3	13,4	

(1) L'objectif porte sur les 3 postes qui représentent 80 % du Scope 3 : les émissions de combustion et amont du gaz vendu à des clients, de production de l'électricité achetée pour revente à des clients, les émissions directes des investissements minoritaires (centrales thermiques non consolidées).

(1) 3 postes représentent 80 % du Scope 3 : les émissions de combustion du gaz vendu à des clients, de production de l'électricité achetée pour revente à des clients, les émissions directes des investissements minoritaires (centrales thermiques déconsolidées).
(2) Voir la section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique », notamment la cible de réduction de l'intensité carbone du Groupe à 30 gCO_2/kWh en 2030 et 22 gCO_2/kWh en 2035, la cible de réduction du Scope 3 de 30 % en 2027, 35 % en 2030 et 45 % en 2035 et l'objectif du Groupe d'éviter 30 millions de tonnes d'émissions de CO_2 et 45 millions de tonnes d'ici 2035 grâce à la vente des produits et services innovants.
(3) Voir la section 3.2.2.1.3.2.2 « Réduction des émissions directes ».
(4) Voir la section 3.2.2.1.3.2.3 « Réduction des émissions de la chaîne de valeur ».
(5) Voir la section 3.2.2.1.3.3 « Émissions évitées ».

- Trois critères sociaux

Les trois critères sociaux présents dans les bonus annuels des cadres dirigeants sont calibrés à la maille de chaque entité (Direction d'EDF SA, filiales) qui est ainsi responsabilisée sur les leviers d'action pour atteindre les cibles fixées :

> le premier critère relève du domaine de la santé sécurité, il s'agit du LTIR global [1] qui mesure l'accidentologie des salariés et prestataires. Les cibles sont communiquées à chaque entité par la Direction des Ressources Humaines du Groupe, en cohérence avec le plan santé sécurité du Groupe;

> le deuxième critère concerne l'engagement des salariés, mesuré par l'enquête annuelle Groupe My EDF. Une progressivité par rapport au taux moyen observé dans le Groupe est exigée en cible;

> le troisième critère vise la féminisation des cadres dirigeants (pour les filiales, la notion a pu être étendue à un cercle managérial plus large lorsque cela avait du sens). Le déclenchement d'un paiement partiel sur le critère mixité pour les Directions d'EDF n'est possible qu'en cas de maintien *a minima* du niveau atteint fin 2023.

Le cadrage et le processus d'arrêté des taux d'atteinte des critères climat et sociaux sont validés au niveau de la Direction Générale d'EDF et la gouvernance des Comités de rémunération, pour les filiales significatives, en assure le relais.

En termes de pondération, les critères RSE ont été significativement renforcés cette année et représentent 21 % de la rémunération variable annuelle pour plus de 50 % des dirigeants du Groupe. Moins de 20 % des dirigeants du Groupe ont une pondération RSE inférieure à 15 % dans leur bonus.

Par ailleurs, la rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants du Groupe est également fondée, au-delà des critères financiers, sur des critères RSE qui sont l'intensité carbone et le taux de féminisation des comités de direction et des cadres au niveau du Groupe. Ces deux critères représentent actuellement 30 % de cette rémunération variable long terme, en progression par rapport aux 20 % du plan triennal précédent.

3.1.2.4 Déclaration sur la vigilance raisonnable

Le plan de vigilance est inséré à la section 3.6 « Plan de vigilance » et des renvois lui sont faits lorsque cela est pertinent.

Le tableau ci-dessous fournit une table de correspondance des informations fournies dans cet état de durabilité concernant le processus de vigilance raisonnable du Groupe.

Éléments du processus de vigilance raisonnable	Section
a) intégrer la vigilance raisonnable dans la gouvernance, la stratégie et le modèle économique	3.1.2.1 Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance 3.6.2 Gouvernance, pilotage et associations des parties prenantes (Plan de vigilance)
b) dialoguer avec les parties prenantes affectées	3.1.3.2 Intérêts et points de vue des parties prenantes 3.3.1.2 Système d'alerte du groupe EDF 3.3.2.2 Processus d'interaction avec les effectifs du groupe EDF et leurs représentants 3.3.4.2 Processus de dialogue avec les communautés affectées 3.3.4.4.2 Les projets en France et à l'international
c) identifier et évaluer les impacts négatifs sur la population et l'environnement	3.1.4 Processus d'évaluation de double matérialité 3.3.1.2 Système d'alerte du groupe EDF
d) mettre en œuvre des actions pour remédier aux impacts négatifs sur la population et l'environnement	3.2.2.1.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique 3.2.2.2.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière d'adaptation au changement climatique 3.2.3.2.1 Actions liées aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) 3.2.4.2.1 Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau 3.2.4.3.3 Actions liées aux prélèvements et aux consommations d'eau 3.2.5.2 Actions et ressources liées à la biodiversité et aux écosystèmes 3.2.6.2.1 Actions et ressources relatives aux ressources entrantes 3.2.6.3.1 Actions et ressources relatives aux déchets 3.3.2.4.1 Actions et indicateurs liés aux effectifs 3.3.2.5.1 Actions liées aux compétences et formations 3.3.2.6.1 Actions liées à la santé sécurité 3.3.2.7.1 Actions liées à la diversité, mixité 3.3.3.4 Actions visant à gérer les incidences et risques matériels identifiés pour les travailleurs de la chaîne de valeur 3.3.4.4 Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées 3.3.5.1.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux 3.3.5.2.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés pour les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec la lutte contre la précarité énergétique

(1) *Lost Time Incident Rate*, voir la section 3.3.2.6.2 « Cibles relatives à la santé sécurité ».

Éléments du processus de vigilance raisonnable	Section
e) suivre l'efficacité de ces efforts	3.1.2.5 Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité 3.3.2.2.1.3 Cibles et indicateurs liés à l'atténuation du changement climatique 3.2.2.2.3 Indicateurs et cibles liés à l'adaptation au changement climatique 3.2.3.2.2 Cibles liées aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) 3.2.3.2.3 Indicateurs liés aux rejets dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) 3.2.4.2.2 Cible concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau 3.2.4.3.4 Cibles liées aux prélèvements et consommations d'eau 3.2.4.3.5 Indicateurs liés aux prélèvements et consommations d'eau 3.2.5.3 Cibles et indicateurs liés à la biodiversité et aux écosystèmes 3.2.6.2.2 Cibles relatives aux ressources entrantes 3.2.6.2.3 Indicateurs relatifs aux ressources entrantes 3.2.6.3.2 Cible relative aux déchets 3.2.6.3.3 Indicateurs relatifs aux déchets 3.3.2.5.2 Indicateurs liés la formation et au développement des compétences 3.3.2.6.2 Cibles liées à la santé sécurité 3.3.2.6.3 Indicateurs liés à la santé sécurité 3.3.2.7.2 Cible liée à la diversité, mixité 3.3.2.7.3 Autres Indicateurs liés à la diversité, mixité 3.3.3.5 Cibles et indicateurs liés aux travailleurs de la chaîne de valeur 3.3.4.5 Cibles et indicateurs liées aux communautés affectées 3.3.5.1.5 Cibles fixées pour la continuité et fourniture d'électricité 3.3.5.1.6 Indicateurs de continuité et fourniture d'électricité 3.3.5.2.5 Cibles fixées en lien avec la lutte contre la précarité énergétique 3.3.5.2.6 Indicateurs en lien avec la lutte contre la précarité énergétique

3.1.2.5 Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité

Les dispositifs de maîtrise de risque et de contrôle interne du groupe EDF sont décrits à la section 2.1 de l'URD « Gestion des risques et maîtrise des activités ».

Ces dispositifs sont déployés et complétés en matière de durabilité, en vue de répondre à deux spécificités : double matérialité et sécurisation des informations transmises.

1/ Concernant la double matérialité (voir la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité ») :

- la cartographie générale des risques du Groupe, présentée à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé », dont la méthodologie « multicritères » permet d'identifier à la fois des risques à conséquences internes et externes, est une des données d'entrée pour identifier les Impacts, Risques et Opportunités (IRO) sur les différents thèmes E, S, G. Des itérations régulières ont permis d'assurer la cohérence des approches entre la cartographie des risques du Groupe et les IROs de l'état de durabilité ;
- la méthodologie d'évaluation de la matérialité des IROs, présentée à la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité », est cohérente avec la méthode d'évaluation des risques de la cartographie des risques, dont elle s'inspire ;
- en résumé, les impacts négatifs et les risques de l'état de durabilité détaillent le volet E, S, G de la cartographie des risques généraux. Un tableau récapitulatif analysant la cohérence entre les IROs et les risques détaillés à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » est présenté à la section 3.1.4.2 « Correspondance entre les IROs (état de durabilité) et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé (section 2.2 de l'URD) ».

2/ Concernant la sécurisation des informations transmises :

- la finalité du contrôle interne concernant l'état de durabilité est de s'assurer de la qualité des informations transmises ;
- les pratiques établies dans le cadre de la DPEF reposaient déjà sur :
  - > un dispositif de contrôle de premier niveau pour la collecte et la consolidation des données par entités : identification des méthodes de collecte (mesure, estimations…), justification des données, identification d'un responsable, traçabilité des processus,
  - > un dispositif de contrôle de deuxième niveau conduit par la Direction Impact et la Direction des Ressources Humaines Groupe visant à s'assurer de la cohérence des données produites.

Ce dispositif de contrôle interne a été complété en 2024. En particulier, un thème de contrôle spécifique a été ajouté au référentiel de contrôle interne du Groupe pour la maîtrise des informations de durabilité. Ce référentiel vise à s'assurer que :

- > chaque entité en charge de la collecte d'une information pour l'état de durabilité met effectivement en place un dispositif décrit et organisé au premier niveau de contrôle ;
- > les contrôles/vérifications de la qualité des données au deuxième niveau de contrôle (cohérence, variations…) sont effectivement réalisés par les entités du Groupe.

Ce référentiel sera décliné et déployé progressivement au sein des entités opérationnelles et fonctionnelles. Une approche par volontariat a été proposée dès 2024 puis une généralisation sera organisée à partir de 2025, en priorisant le dispositif sur les données et entités les plus significatives. Ces entités devront rendre compte de ces contrôles dans leur autoévaluation annuelle de contrôle interne. Ces évolutions visent à renforcer les pratiques établies dans le cadre de la DPEF, en particulier la traçabilité des contrôles effectués.

3.1.3 Stratégie, Impacts, Risques et Opportunités matériels et politique RSE

3.1.3.1 Stratégie, modèle d'affaires et chaîne de valeur

Le groupe EDF, en tant qu'opérateur et fournisseur responsable, assume sa place d'acteur majeur de la transition écologique et de la souveraineté énergétique. L'ensemble des activités du Groupe relèvent d'un seul grand secteur ESRS, le secteur de l'Énergie (voir détails des revenus dans la section 3.2.7 « Taxonomie verte »).

Le Groupe emploie 191 444 salariés dans le monde en 2024, dont principalement 151 135 en France, 32 957 dans le reste de l'Europe et 7 352 en Amériques (voir la section 3.3.2 « Personnel de l'entreprise »).

De la construction, l'exploitation et la déconstruction de centrales nucléaires, hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes ou thermiques, au développement et l'exploitation de réseaux électriques, à la commercialisation et l'accompagnement des clients pour réaliser des économies d'énergie, le Groupe est présent sur tous les maillons de la chaîne de valeur en France et à l'international. EDF est aux côtés de ses clients pour favoriser leur décarbonation, par l'efficacité énergétique et l'électrification des usages, des procédés industriels à la mobilité, ainsi qu'aux bâtiments tertiaires et résidentiels.

La stratégie du Groupe est décrite dans la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie », et son modèle d'affaires (ainsi que ses atouts et ressources et sa création de valeur), dans la section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires ». Les changements intervenus sur la stratégie du Groupe dans la période de référence sont décrits dans la section 1.2.3 « Faits marquants ».

Cartographie de la chaîne de valeur du Groupe

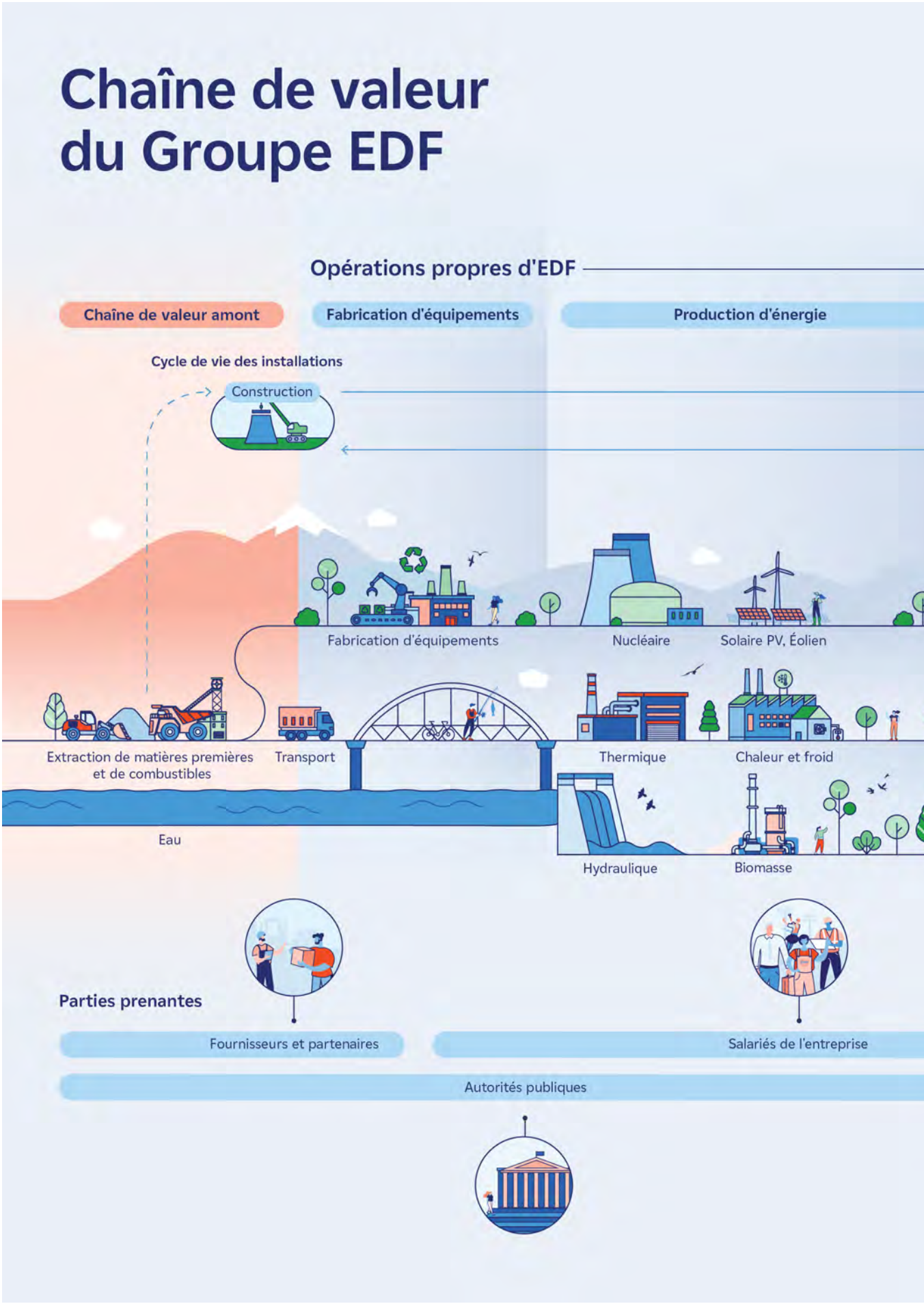
La cartographie de la chaîne de valeur synthétise la chaîne de valeur du groupe EDF sur l'ensemble de ses géographies (pour plus de détails sur les géographies des opérations propres du Groupe voir la section 3.3.2 « ESRS S1 Effectif de l'entreprise » - « Effectifs du Groupe à l'international »).

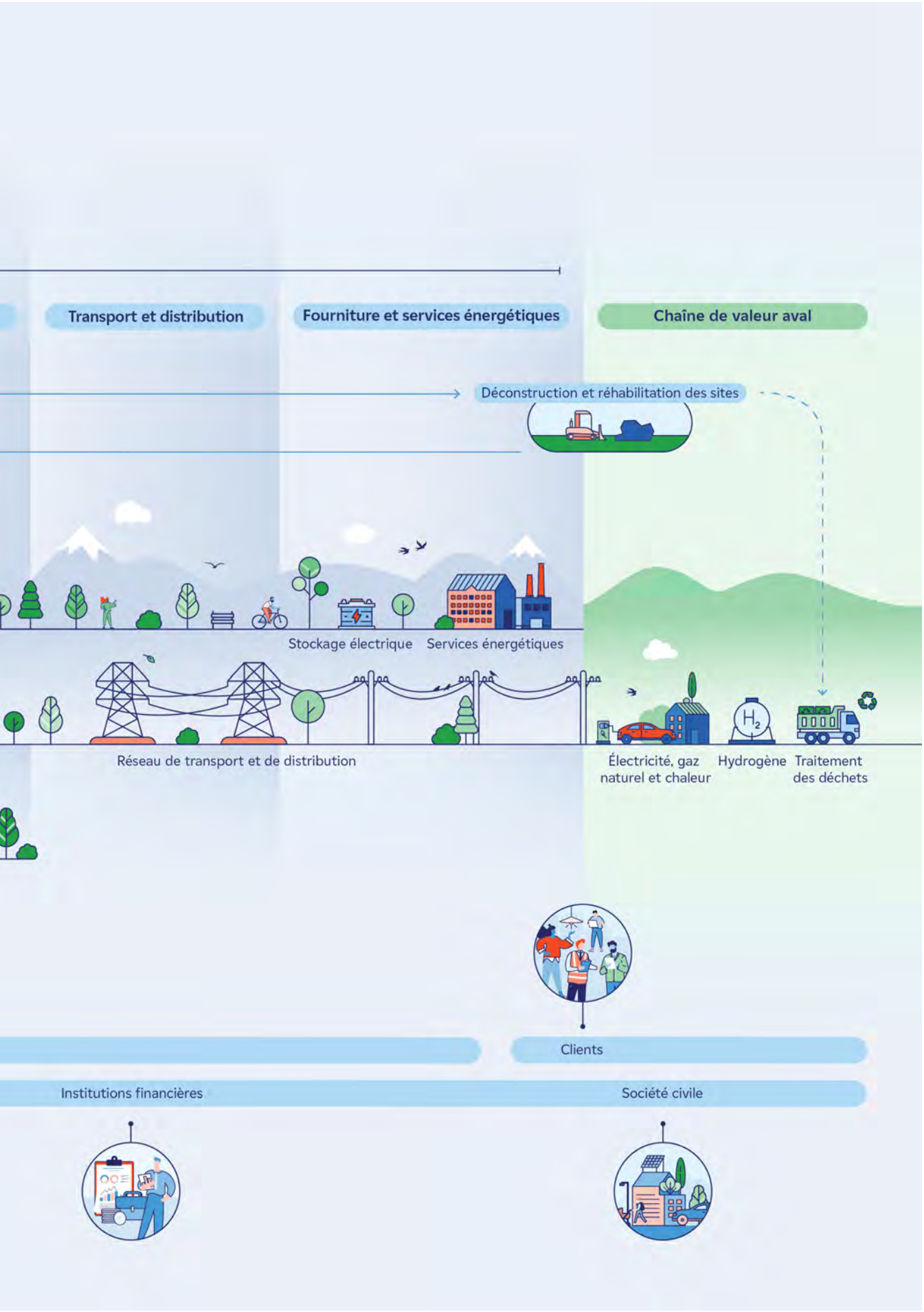
Cette chaîne de valeur synthétique est basée sur 11 chaînes de valeur que le Groupe a établies : nucléaire, thermique fossile ou biomasse, éolien, solaire PV, hydraulique, stockage électrochimique d'électricité, froid, chaleur, hydrogène électrolytique et bas carbone, services énergétiques et commercialisation d'électricité et de gaz. Ces 11 chaînes de valeur se retrouvent dans la cartographie de la chaîne de valeur synthétique du Groupe, notamment dans les opérations propres divisées en fabrication d'équipements, production d'énergie, transmission et distribution, et fourniture d'énergie et de services énergétiques. Les activités de construction, de déconstruction ainsi que de réhabilitation des sites sont transverses aux opérations propres du Groupe.

EDF met en place un ensemble d'initiatives dans une dynamique d'optimisation des ressources entrantes qui incluent celle des besoins en combustibles et la gestion intégrée et responsable des matières premières et de l'eau. Ces actions sont détaillées dans différentes sections du rapport de durabilité, par exemple dans la section 3.2.4 « Ressources hydriques » et 3.2.6.2.1 « Actions et ressources relatives aux ressources entrantes ».

Le groupe EDF déploie une démarche d'Achats responsables, à l'ensemble de ses sous-traitants et est en relation avec environ 150 000 fournisseurs actifs (ayant eu une relation d'affaires sur les 5 ans écoulés) (voir section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »). Les principaux clients, consommateurs et utilisateurs finaux des produits du groupe EDF appartiennent à toutes les catégories de consommateurs d'énergie : particuliers, entreprises, collectivités locales et autres fournisseurs d'énergie. Le Groupe EDF génère de la valeur pour ses clients, investisseurs et ses autres parties prenantes, décrite dans ses impacts positifs et opportunités (voir section 3.1.3.3 « Impacts, risques et opportunités matériels ».

Chaîne de valeur du Groupe EDF




Transport et distribution
Fourniture et services énergétiques
Chaîne de valeur aval
Déconstruction et réhabilitation des sites
Stockage électrique
Services énergétiques
Réseau de transport et de distribution
Électricité, gaz naturel et chaleur
Hydrogène
Traitement des déchets
Clients
Institutions financières
Société civile

3.1.3.2 Intérêts et points de vue des parties prenantes

Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Elle forme le socle de la coopération qu'EDF entretient avec ses parties prenantes internes et externes et est au cœur de la politique RSE du Groupe.

Les parties prenantes du Groupe ont contribué à l'identification et à l'évaluation des impacts, risques et opportunités dans le processus d'analyse de double matérialité. Leurs attentes et intérêts sont pris en compte dans la stratégie et les objectifs du Groupe (voir la section 1.3.1 « Environnement et enjeux stratégiques »).

Lancée en 2018, la démarche « Parlons Énergies » a initié une nouvelle dynamique de dialogue au sein de l'entreprise. Plus de 20 000 salariés y ont participé et sont venus enrichir, par des propositions concrètes, la vision stratégique de l'avenir du Groupe. En 2021, la démarche s'est enrichie d'un volet externe « Parlons Énergies chez vous » au cours duquel des salariés volontaires d'EDF sont allés à la rencontre de citoyens français pour recueillir leur perception et leurs attentes vis-à-vis de l'entreprise.

Le 7 mai 2020, EDF a formulé sa raison d'être, adoptée par l'Assemblée générale des actionnaires à 99,99 %, et portée dans les statuts de l'entreprise. La raison d'être est au cœur de la stratégie de l'entreprise (voir la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie ») et plus de 4 000 salariés ont contribué à son élaboration.

Les parties prenantes internes ont été systématiquement consultées pour la fixation des cibles.

Une cartographie des parties prenantes du Groupe pour guider l'action

Le Groupe a formalisé la cartographie générale de ses parties prenantes, approuvée en Comité exécutif, qui fournit aux directions et sociétés du Groupe un cadre d'organisation du dialogue.

En conformité avec les démarches ISO 9001 et ISO 14001, les directions et sociétés du Groupe établissent systématiquement une cartographie de leurs parties prenantes en vue de préciser les modes de dialogue appropriés à leur contexte spécifique.

Les relations avec les communautés locales entrent dans le champ du contrôle interne.

Les principales parties prenantes du Groupe sont le personnel de l'entreprise, les clients, la société civile (communautés locales, ONG, Presse et médias,...), les autorités publiques, les partenaires financiers et les partenaires d'affaires.

Parties prenantes	Principales attentes	Moyen de dialogue
Personnel de l'entreprise	Formation, développement et reconnaissance Santé et sécurité au travail Bien-être au travail Éthique Diversité et inclusion	Politiques et code d'éthique Représentants du personnel Système d'alerte du groupe EDF, enquête MyEDF (1) Réunions managériales et entretiens annuels
Les clients	Produits et services compétitifs ; flexibilité de l'offre Qualité de service et conseils Engagements auprès des populations précaires, notamment en France Accompagnements à la décarbonation et fourniture d'électricité bas carbone	Enquêtes de satisfaction Réunions technico-commerciales Politique solidarités Rencontres avec les associations de consommateurs Rencontres avec le Médiateur national de l'énergie (en France)
La société civile	Communautés locales • Consultation des communautés • Impacts positifs sur les territoires (emplois, achats, éducation, qualité de vie, etc.) ONG • Partenariats, mécénats et financements de projets • Expertise scientifique et technique Presse et médias • Informations régulières, transparence et réactivité • Informations financières et RSE	Communautés locales • Réunions d'information et sites internet • Débats publics et consultations ONG • Réunions, participation à des *think tanks* et autres Presse et médias • Communication • Sites internet Tous • Visites de sites industriels
Les autorités publiques	Contribution à l'impact économique, environnemental, social et sociétal Création d'emplois Soutien aux filières industrielles, notamment en France et en Europe Performance économique Respect des lois et règlements	Consultation au cours du processus législatif et réglementaire Rencontres individuelles et visites de sites industriels Processus de concertation et de consultation Partenariats Comités de responsabilité d'entreprise et Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration d'EDF
Les partenaires financiers	Performance financière Réduction des risques RSE	Réunions Investisseurs Partenariats Sites internet
Les partenaires d'affaires	Relations pérennes Santé et sécurité au travail Juste rémunération et délais de paiement Partenariats industriels, techniques et/ou financiers	Réunions et forums fournisseurs, universitaires Partenariats

(1) Déployée auprès de l'ensemble des salariés du Groupe, l'enquête annuelle d'engagement « MyEDF Group » a pour but de recueillir les opinions des salariés sur leur situation professionnelle et leur perception de l'entreprise au niveau local et à l'échelle du Groupe.

Le groupe EDF, pionnier dans la mise en place des panels de parties prenantes

Depuis plus de vingt ans, le groupe EDF s'appuie sur différents conseils de parties prenantes externes, à l'échelle d'EDF SA, du Groupe, d'un pays d'implantation, ou d'une filiale. Plusieurs panels d'experts issus de la société civile apportent un regard extérieur sur les orientations stratégiques du Groupe.

Le Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF

En matière de dialogue avec les parties prenantes externes, et au-delà des lieux d'écoute externe, de veille anticipative et de vie des partenariats, l'instance privilégiée est le Conseil de Parties Prenantes. Il s'agit d'un collectif multidisciplinaire, paritaire et bénévole composé de treize personnalités issues de la société civile aux profils variés : spécialistes de l'environnement, du climat, universitaires, représentants de collectifs d'étudiants, économistes ou acteurs de l'économie sociale et solidaire... Il est coprésidé par le Président-Directeur Général d'EDF, et par Cécile Renouard [1] depuis 2022. Le Conseil de Parties Prenantes a entamé son second mandat en septembre 2023 pour une période de trois ans. Une session dédiée au chantier compétences du groupe EDF a eu lieu dans l'année écoulée. Par ailleurs, en 2024, le Conseil de Parties Prenantes a été consulté lors de l'établissement de l'analyse de double matérialité.

Le Conseil scientifique

Présidé par Sébastien Candel [2], ce conseil de niveau Groupe s'est réuni à 3 reprises en 2024 sur les réseaux électriques du futur, l'intelligence artificielle et sur les activités R&D d'EDF.

Le Stakeholder Advisory Board d'Edison (SAB)

Le Stakeholder Advisory Board (SAB), renouvelé en 2023, est composé de 16 personnalités faisant autorité dans le contexte de la transition énergétique, identifiées par Edison dans son écosystème externe. Le SAB s'est réuni trois fois en 2024. Les réflexions sur l'évolution de la stratégie de durabilité émanant du SAB sont discutées avec le PDG et les membres du comité exécutif et une synthèse des travaux est portée, sur une base annuelle, à l'attention du Conseil d'administration. Le SAB a également participé à l'évaluation des impacts de l'analyse de double matérialité 2024.

Le Comité de mission d'Enedis

Enedis est devenue entreprise à mission en 2023. En 2024, le Comité de mission s'est réuni à quatre reprises. Il a co-construit avec Enedis sa 1ère feuille de route et élaboré un « avis » public dans le rapport de mission 2024 d'Enedis.

Les instances représentatives du Personnel

Les instances représentatives du Personnel sont également des lieux de dialogue et de concertation reconnus au sein du groupe EDF et en particulier le CSE central ou le Comité mondial de Dialogue sur la responsabilité sociale du groupe EDF (CDRS) au sein duquel a été établi l'accord Responsabilité sociale et environnementale monde, présenté dans la section 3.3.2.1.1 « Responsabilité sociale de l'entreprise », au paragraphe « L'accord-cadre mondial Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF ». En particulier, conformément au dernier alinéa de l'article L. 2312-17 du Code du travail, l'état de durabilité 2024 sera présenté pour avis au Comité social et économique central (CSE central) le 27 mars 2025.

Une dynamique de dialogue avec les ONG

Une politique de relations avec les ONG a été élaborée et validée en Comité stratégique RSE. Ces orientations intègrent le nouveau paysage des ONG et l'évolution de leurs modes d'action sous le pilotage d'un chargé de mission rattaché à la Directrice Impact.

3.1.3.3 Impacts, risques et opportunités matériels

3.1.3.3.1 Résultats de l'analyse de double matérialité

Les résultats de l'analyse présentés ci-après ont été établis dans un contexte de première application des dispositions de la CSRD, caractérisé par des incertitudes sur l'interprétation des textes et par l'absence de pratiques établies notamment pour réaliser les analyses de double matérialité.

Description et localisations des Impacts, Risques et Opportunités (IROs) matériels

Le Groupe a identifié ses impacts, risques et opportunités en suivant la méthodologie détaillée dans la section suivante. Cette analyse a permis d'identifier 27 enjeux de durabilité matériels pour le Groupe qui influencent d'ores et déjà sa stratégie. Les enjeux de durabilité issus des ESRS ont pu être reformulés pour davantage de pertinence pour EDF.

Pour cartographier ces 27 enjeux de durabilité matériels, EDF s'est appuyée sur ses analyses RSE réalisées depuis dix ans et en ce qui concerne l'exercice 2024 sur une analyse de double matérialité. Les résultats de l'analyse de double matérialité n'ont pas fait émerger d'enjeux précédemment méconnus ou non considérés dans le cadre de la stratégie RSE existante du Groupe.

Un enjeu de durabilité est considéré comme matériel dès lors qu'au moins un IRO lié à cet enjeu de durabilité est considéré comme matériel. L'ensemble des enjeux de durabilité listés ci-dessous sont matériels au sens de la CSRD. Ils sont traités avec le même niveau d'exigence.

(1) Philosophe, professeure à l'École des Mines, à l'ESSEC et à l'IEP Paris, et présidente du Campus de la Transition.
(2) Membre et ancien Président de l'Académie des Sciences et membre de l'Académie des technologies.

Norme ESRS	Enjeux de durabilité matériels pour EDF
Changement climatique (E1)	Atténuation du changement climatique incluant énergie
	Adaptation au changement climatique
Pollution (E2)	Pollution de l'air, de l'eau et des sols
Ressources hydriques et marines (E3)	Consommation et prélèvements d'eau douce
	Partage de la ressource en eau (1)
Biodiversité et écosystèmes (E4)	Impact sur les écosystèmes
	Perte de biodiversité
Utilisation des ressources et économie circulaire (E5)	Déchets
	Flux de ressources entrants
Transverse (S1, S2, S3)	Santé et sécurité de tous
Personnel de l'entreprise (S1)	Droits humains du personnel de l'entreprise
	Dialogue social
	Attraction et fidélisation des travailleurs (1)
	Égalité, diversité et inclusion pour tous
	Développement des compétences
Travailleurs de la chaîne de valeur (S2)	Droits humains des travailleurs de la chaîne de valeur
Communautés affectées (S3)	Développement territorial (1)
	Droits humains
	Dialogue et concertation avec les parties prenantes
Consommateurs et utilisateurs finaux (S4)	Inclusion sociale des consommateurs et/ou des utilisateurs finaux
	Protection des données personnelles
	Continuité et fourniture d'électricité (1)
Conduite des affaires (G1)	Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte
	Éthique, conformité et transparence du lobbying
	Gestion des relations avec les fournisseurs
	Gouvernance
	Sûreté et gestion de crise (1)

(1) Enjeu défini par EDF.

Certains enjeux ont été spécifiquement définis par EDF. Une indication des enjeux spécifiquement définis par EDF est faite dans le tableau ci-dessus, dans les tableaux de la section 3.1.3.3.2 « Impacts, risques et opportunités matériels identifiés » ainsi que dans les introductions de chaque norme ESRS. Il est à noter que lorsqu'un enjeu est noté comme défini spécifiquement par EDF, tous les impacts, risques et opportunités sous-jacents sont couverts par EDF dans le cadre d'informations supplémentaires spécifiques.

Pour d'autres enjeux, la formulation de l'enjeu ou bien les thèmes, sous-thèmes ou sous-sous-thèmes sous-jacents peuvent différer de la présentation exacte des ESRS. Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés aux enjeux matériels pour EDF.

Les informations à publier ont été déterminées en fonction de la méthodologie détaillée dans la section 3.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité ».

3.1.3.3.2 Impacts, risques et opportunités matériels identifiés

L'analyse de matérialité a révélé que la plupart des IROs sont matériels sur les trois horizons de temps définis par la CSRD mais certaines précisions seront apportées, ci-après, notamment sur le climat dans la section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique ».

Compte tenu du fait qu'il s'agit de la première analyse de double matérialité au sens de la CSRD pour le Groupe, aucun changement avec les IROs de la période précédente n'est à signaler.

Les tableaux suivants listent les IROs identifiés comme matériels à la suite de l'analyse de double matérialité. Ces tableaux mettent en avant :

- la description des IROs,
- la localisation des impacts dans la chaîne de valeur.

Les horizons de temps de chacun des impacts sont disponibles en début de chaque norme, ainsi que les effets financiers actuels pour les risques et opportunités. Les effets financiers attendus ne sont pas publiés au titre des omissions accordées pour la publication du premier état de durabilité.

Des informations complémentaires sur la gouvernance, les actions, les indicateurs et les objectifs du Groupe concernant ces IROs sont disponibles au début de chaque norme de ce rapport.

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

- Amont
- Opérations propres
- Aval

3.1.3.3.2.1 Impacts, risques et opportunités d'ordre environnemental

IRO transverse aux normes environnementales (E1, E2, E3, E4, E5)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Risque	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale pourraient entraver l'implantation de nouvelles infrastructures énergétiques d'EDF, entraîner sur les installations existantes des coûts de mise en conformité réglementaire et des redevances liées aux externalités environnementales, pouvant, *in fine*, conduire à des dépréciations d'actifs.

Norme : Changement climatique (E1)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Atténuation du changement climatique et énergie		***Cf.* section 3.2.2.1**
Impact négatif	Émissions de gaz à effet de serre	Les activités du Groupe et l'ensemble de sa chaîne de valeur produisent des émissions de gaz à effet de serre contribuant au changement climatique.
Impact positif	Décarbonation du mix énergétique	Les activités du Groupe de production d'électricité bas carbone et de services énergétiques ont un impact positif sur la décarbonation du mix énergétique.
Impact positif	Décarbonation de l'économie	Les activités du Groupe auprès des clients, notamment via la diminution de la consommation énergétique (sobriété et efficacité énergétique) et l'accompagnement vers une consommation énergétique bas carbone contribuent à la transition bas carbone de l'économie.
Opportunité	Développement des usages de l'électricité décarbonée et des services énergétiques	Le contexte de nécessaire décarbonation de l'économie peut créer des opportunités de revenus, de nouveaux marchés pour le Groupe et de nouvelles sources de financement, via le développement de nouvelles capacités de production bas carbone, de technologies innovantes, d'offres vertes et bas carbone (autoconsommation, efficacité énergétique, mobilité électrique, etc.) et la participation à des projets de recherche.
Enjeu : Adaptation au changement climatique		***Cf.* section 3.2.2.2**
Risque	Risques physiques	Les risques liés aux évènements extrêmes et chroniques peuvent impacter l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe et notamment ses moyens de production, de transport et distribution, ainsi que les conditions de travail des salariés.

Norme : Pollution (E2)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Pollution de l'air, de l'eau et des sols		*Cf.* section 3.2.3
Impact négatif		
Points chauds : production d'électricité et de chaleur	Rejets avec effets sur la qualité de l'air, de l'eau et des sols	Des rejets dans l'air interviennent via la combustion thermique. De plus, des rejets avec effets potentiels peuvent intervenir via les éventuels incidents d'exploitation ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe.

Norme : Ressources hydriques (E3)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Consommation et prélèvements d'eau douce		*Cf.* section 3.2.4
Impact négatif		
Points chauds dans la chaîne de valeur amont : photovoltaïque et exploitation minière	Utilisation de l'eau douce	L'utilisation d'eau douce (prélèvements et consommations) pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques et pour les process industriels, ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe, peut impacter la disponibilité en eau.
Risque		
	Raréfaction de la ressource en eau	La raréfaction de la ressource en eau et la dégradation des écosystèmes contribuant à la régulation du cycle de l'eau peuvent impacter la production d'énergie et le fonctionnement des sites industriels.
Enjeu : Partage de la ressource en eau		*Cf.* section 3.2.4
Opportunité		
	Gestion du multi-usage de l'eau	Le Groupe peut capitaliser sur son savoir-faire sur le partage de la ressource en eau avec diverses parties prenantes afin de jouer un rôle dans la gestion du multi-usage de l'eau.

Norme : Biodiversité et écosystèmes (E4)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Impact sur les écosystèmes		*Cf.* section 3.2.5
Impact négatif		
Points chauds : construction infrastructures, modification des régimes hydrologiques	Dégradation des écosystèmes	L'artificialisation des sols causée par les activités de construction, déconstruction et exploitation du Groupe peut conduire à la dégradation des écosystèmes. Les activités de la filière hydroélectrique peuvent également contribuer à cette dernière via la modification des régimes hydrologiques.
Impact négatif		
Points chauds dans la chaîne de valeur amont : exploitation de biomasse	Impact via les ressources amont	La construction et l'exploitation des infrastructures de production d'énergie nécessitent des ressources issues de l'exploitation minière, des combustibles fossiles et différentes matières premières (notamment biomasse) pouvant conduire à la destruction ou à la modification des écosystèmes.
Impact positif		
	Amélioration des écosystèmes	Certaines activités menées par le Groupe peuvent contribuer à l'amélioration de la résilience des écosystèmes, notamment via l'effet récif et l'effet réserve, des parcs éoliens *offshore*, la présence des écosystèmes sous les lignes électriques, le soutien d'étiage en période de sécheresse et plus généralement sur le foncier non industriel du Groupe.

Enjeu : Perte de biodiversité		*Cf.* section 3.2.5
Impact négatif Points chauds : filières nucléaires, thermiques, hydrauliques et éoliennes	Perte de biodiversité	Les activités de construction/déconstruction du Groupe, mais également les activités d'exploitation peuvent conduire à une perte de biodiversité (ex. percussion/électrocution avifaune, modification de continuité piscicole).

Norme : Utilisation des ressources et économie circulaire (E5)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Déchets		*Cf.* section 3.2.6.3
Impact négatif Points chauds : déchets nucléaires	Génération de déchets	Les activités de construction et de déconstruction, ainsi que les opérations des centrales thermiques et nucléaires et la production de chaleur, génèrent différents types de déchets, devant ensuite être traités, recyclés, entreposés ou stockés.
Opportunité	Démantèlement nucléaire et gestion des déchets radioactifs	La nécessaire déconstruction des centrales nucléaires arrivées en fin de vie à travers le monde crée des opportunités de revenus et de nouveaux marchés pour le Groupe, notamment dans le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs.
Enjeu : Flux de ressources entrants		*Cf.* section 3.2.6.2
Risque Points chauds dans la chaîne de valeur amont : biomasse	Diminution des flux de ressources entrants	Les risques de raréfaction des ressources, notamment en bois énergie et minerais stratégiques, peuvent impacter le développement de nouvelles installations et le bon fonctionnement des installations existantes (ex. difficulté d'approvisionnement, tensions géopolitiques…) et engendrer une hausse potentielle des coûts, en particulier dans les filières renouvelables dont la biomasse.

3.1.3.3.2.2 Impacts, risques et opportunités d'ordre social

IRO transverse aux normes sociales (S1, S2, S3)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Impact négatif	Santé et sécurité de tous	Les activités et éventuels accidents/incidents, dont ceux en lien avec la sûreté, sur toute la chaîne de valeur peuvent affecter la santé et la sécurité des travailleurs et des sous-traitants (ex. produits chimiques, rayonnements ionisants, troubles musculosquelettiques et troubles anxio-dépressifs) ainsi que la santé et sécurité des communautés locales (ex. accident lors de transport de matières premières, accidents d'exploitation, pollutions des sols/air/eau, génération de déchets, recours à des forces de sécurité).

Normes : Personnel de l'entreprise (S1) et Travailleurs de la chaîne de valeur (S2) (1)

(1) Les IROs applicables à S2 sont identifiés par la première case pleine de la chaîne de valeur, qui symbolise l'amont.

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Droits humains		***Cf.* sections 3.3.2 & 3.3.3**
Impact négatif		Les chaînes de valeurs amont et les activités de construction et d'exploitation peuvent engendrer des conditions de travail détériorées et porter atteintes aux droits des salariés et travailleurs de la chaîne de valeur. Ces impacts sont ciblés autour de certaines activités : construction, chaîne amont gaz naturel, biomasse, panneaux solaires et batteries.
Points chauds dans la chaîne de valeur amont : Afrique, Asie, Moyen-Orient, Amérique du Sud	Atteintes aux droits des travailleurs	Les chaînes de valeurs amont et les activités de construction et d'exploitation peuvent engendrer des conditions de travail détériorées et porter atteinte aux droits des salariés et travailleurs de la chaîne de valeur. Ces impacts sont ciblés autour de certaines activités : construction, chaîne amont gaz naturel, biomasse, panneaux solaires et batteries.
Risque		
	Risques liés aux droits humains	Les risques de violations des droits humains au sein des activités du Groupe et en amont de celles-ci peuvent mener à des conséquences financières, juridiques et réputationnelles.
Enjeu : Dialogue social		***Cf.* sections 3.3.2.4 & 3.3.3**
Risque	Dialogue social	Un dialogue social bloqué ou insatisfaisant peut dégrader les conditions de travail et ainsi entraver la production d'énergie, le développement des projets, ainsi que des offres & services, et démobiliser les travailleurs et impacter la mise en œuvre de la stratégie du Groupe.
Enjeu : Attraction & fidélisation des travailleurs		***Cf.* sections 3.3.2.7**
Opportunité	Attraction et fidélisation des travailleurs	Les conditions de travail et possibilités d'évolutions professionnelles, la performance RSE et la qualité du dialogue social au sein du groupe EDF (notamment via l'accord mondial RSE, la représentation des salariés au Conseil d'administration, etc.) représentent une opportunité d'attirer les compétences et fidéliser les salariés au sein du Groupe.
Enjeu : Égalité, diversité et inclusion pour tous		***Cf.* sections 3.2.7 & 3.3.3**
Impact négatif	Discrimination	Le cadre professionnel peut être à l'origine d'évènements de discrimination portant atteinte aux droits et libertés des individus concernés (ex. incidents, harcèlement, inégalités de salaires).
Impact positif	Égalité, diversité et inclusion	L'engagement du groupe EDF dans les actions d'égalité, diversité et inclusion a un impact positif sur les salariés et la société (par exemple *via* des actions dans l'enseignement pour inciter les femmes aux carrières scientifiques, etc.).
Enjeu : Développement des compétences		***Cf.* sections 3.3.2.5 & 3.3.3**
Impact positif	Développement des compétences	La formation des employés, ainsi que certains programmes de mobilité professionnelle offerts par le Groupe, permettent le développement des compétences des salariés.
Risque	Inadéquation des compétences	Les risques d'inadéquation des compétences en externe et en interne (ex. pour les besoins des filières renouvelables ou nucléaires) peuvent générer des tensions sur les ressources et l'incapacité pour le Groupe de mettre en œuvre sa stratégie.
Enjeu : Santé et sécurité de tous		***Cf.* sections 3.3.2.6 & 3.3.3**
Risque	Accidents/incidents de santé et sécurité	Les accidents/incidents du travail de salariés ou de sous-traitants contribuant à la construction, l'exploitation et la maintenance des infrastructures peuvent perturber le bon fonctionnement de la production et entraîner une hausse des coûts opérationnels et dépenses extraordinaires.
Impact positif		

Normes : Personnel de l'entreprise (S1) et Travailleurs de la chaîne de valeur (S2) (1)

(1) Les IROs applicables à S2 sont identifiés par la première case pleine de la chaîne de valeur, qui symbolise l'amont.

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
	Amélioration des conditions de travail	Les possibilités d'aménagement de temps de travail offertes par le Groupe (congés spécifiques et flexibilité du temps de travail) ainsi que les actions de soutien hors cadre professionnel (notamment cellule psychologique) peuvent améliorer les conditions de travail des salariés.

Norme : Communautés affectées (S3)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Développement territorial		*Cf.* section 3.3.4
Impact positif	Contribution au développement	Le Groupe contribue au développement des territoires dans lesquels il est implanté à la fois en termes d'emplois locaux, d'achats locaux, de création de valeur économique et fiscale.
Impact positif	Résilience des territoires	La mise en œuvre d'infrastructures peut contribuer à l'amélioration de la résilience des territoires, notamment dans les pays avec un faible taux d'accès à l'électricité.
Enjeu : Droits humains		*Cf.* section 3.3.4
Impact négatif Points chauds géographiques : Amérique Latine, Asie du Sud Est, Australie, Inde. Points chauds amont : nickel, cuivre	Atteintes aux droits des populations locales	Les activités de construction peuvent générer des déplacements de populations ou des conséquences négatives pour les communautés locales et en particulier autochtones liées à des consultations inadéquates.
Enjeu : Dialogue et concertation avec les parties prenantes		*Cf.* section 3.3.4
Risque	Insuffisance de concertation des parties prenantes	Les risques d'insuffisance des dispositifs d'implication et de concertation des parties prenantes pour la création et modification d'ouvrages peuvent mener à l'abandon de projets portés par le Groupe.

Norme : Consommateurs et utilisateurs finaux (S4)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux		*Cf.* section 3.3.5.2
Impact positif	Maîtrise de la consommation et des usages de l'électricité	La mise à disposition des données issues des compteurs communicants, l'aide à l'autoconsommation et les actions de sensibilisation à la sobriété et l'efficacité énergétique permettent aux clients d'améliorer la maîtrise de leur consommation et de leurs usages d'électricité, ainsi que des gains financiers, et favorisent également l'accompagnement des clients précaires.
Risque	Augmentation des impayés	La hausse des prix de vente de l'énergie peut augmenter le nombre de ménages en situation de précarité énergétique et donc entraîner le non-paiement de factures.
Enjeu : Protection des données personnelles		*Cf.* section 3.3.5.3
Impact négatif	Fuites de données personnelles	La manipulation d'un nombre important de données peut augmenter le risque d'une fuite de données personnelles, notamment via des attaques cyber, portant atteinte aux droits et libertés des individus concernés.

Norme : Consommateurs et utilisateurs finaux (S4)

Enjeu : Continuité et fourniture d'électricité		***Cf.* section 3.3.5.1**
Impact négatif ● □□■	Continuité et fourniture d'électricité	La distribution d'énergie par le Groupe à ses clients peut être perturbée par des évènements internes ou externes de diverses natures (évènements climatiques extrêmes, grèves, cybersécurité ou évènements d'ordre géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, déséquilibre offre-demande), pouvant impacter la vente d'énergie aux clients.
Impact positif ● □■□	Mission de service public	Les activités du Groupe sécurisent l'approvisionnement d'énergie aux clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur, depuis la production jusqu'à la distribution et fourniture.
Opportunité ● □■□	Offres de flexibilité	Le besoin de sécuriser l'approvisionnement en énergie des clients ainsi que de permettre à ceux-ci un meilleur contrôle de leurs factures crée de nouvelles opportunités de marché pour le Groupe via le développement d'offres innovantes de flexibilité.

3.1.3.3.2.3 Impacts, risques et opportunités de gouvernance

Norme : Conduite des affaires (G1)

Chaîne de valeur	Impact, risque ou opportunité matériel	Description
Enjeu : Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte		***Cf.* section 3.4.3**
Impact négatif	Atteintes aux droits des lanceurs d'alerte	Le manque d'efficacité ou d'intégrité des dispositifs d'alerte menant à l'identification des lanceurs d'alerte peut porter atteinte aux droits des individus concernés.
Enjeu : Éthique, conformité et transparence du lobbying		***Cf.* sections 3.4.5 & 3.4.7**
Risque	Éthique des affaires et transparence des pratiques de lobbying	Des pratiques d'engagement des parties prenantes peu transparentes ou des violations de l'éthique (corruption et pratiques anti-concurrentielles) et du code de conduite par des collaborateurs du Groupe ou ceux de sa chaîne de valeur amont peuvent entraîner des risques juridiques (enquêtes, non-conformités réglementaires, litiges), financiers (amendes) et réputationnels.
Enjeu : Gestion des relations avec les fournisseurs		***Cf.* section 3.4.4**
Impact négatif	Détérioration de la santé financière de fournisseurs	D'éventuels non-respects des délais de paiement par le Groupe peuvent détériorer la santé financière de certains fournisseurs.
Impact positif	Achats responsables	L'entreprise peut contribuer à l'accélération de la prise en compte des enjeux RSE de ses fournisseurs, faisant ainsi évoluer les pratiques de son écosystème.
Risque	Dépendance envers certains fournisseurs	Des incidents dans la relation fournisseurs ou une dépendance trop forte du Groupe auprès de certains fournisseurs peuvent affecter la continuité des opérations.
Opportunité	Qualité des relations fournisseurs	Une relation durable et de qualité avec les fournisseurs peut permettre des gains mutualisés sur les conditions d'achats par exemple via des contrats-cadres.
Enjeu : Gouvernance		***Cf.* section 3.4.7**
Risque	Risque lié aux politiques publiques	Les politiques publiques peuvent imposer des orientations stratégiques non alignées avec des décisions d'investissement et de désinvestissement durables en lien avec l'évolution du modèle d'affaires du Groupe, créant des risques de gouvernance et financiers pour le Groupe.
Opportunité	Opportunité liée aux politiques publiques	Des politiques publiques alignées avec les orientations stratégiques et priorités du Groupe peuvent créer des opportunités de nouveaux marchés et faciliter la sécurisation de sources de financement pour le Groupe.
Enjeu : Sûreté et gestion de crise		***Cf.* section 3.4.6**
Risque	Incidents d'exploitation et de cybersécurité	Le Groupe pourrait risquer la perte d'autorisation d'exploitation et de nombreuses autres conséquences financières en cas d'incident d'exploitation grave ou de cyberattaque. La continuité des activités nucléaires pourrait également être remise en question en cas d'incident grave survenant dans le cadre des activités d'un autre opérateur nucléaire. Ce risque est davantage détaillé dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise » (risques 1B et 1C).

3.1.3.4 Lien entre les impacts, risques et opportunités et la stratégie du groupe EDF

Le groupe EDF a lancé son projet d'entreprise « Ambitions 2035 ». Ce projet repose sur quatre piliers : l'accompagnement des clients dans la réduction de leur empreinte carbone, la production de plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables, le développement des réseaux face aux défis de la transition énergétique, et l'accroissement des solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique.

Les IROs, décrits précédemment, guident les actions du Groupe vers une production d'énergie plus durable et une réduction significative des émissions de CO_2 au bénéfice de ses clients et de la société. Ainsi, EDF lutte activement contre le changement climatique en accélérant le développement de ses moyens de production bas carbone, en substitution à de la production fossile, et en accompagnant ses clients dans la réduction de leur empreinte carbone. En parallèle, des initiatives sont mises en place pour répondre aux besoins de compétences, notamment par des recrutements et des programmes de formation. La protection des ressources naturelles est également une priorité, avec des actions visant à optimiser l'utilisation de l'eau et à préserver la biodiversité.

Toutefois, il existe des risques et des impacts négatifs potentiels, en particulier du fait des défis technologiques, sociétaux et de temporalité liés à la transition énergétique. Pour atténuer ces risques et assurer l'atteinte de ses objectifs, EDF a mis en place des mesures de mitigation et élaboré des plans d'adaptation pour assurer la résilience des infrastructures face au changement climatique (pour plus d'informations, voir le début de chaque norme ESRS dans les sections 3.2 « Informations environnementales », 3.3 « Informations sociales » et 3.4 « Informations sur la conduite des affaires »).

Pour réussir, son projet d'entreprise « Ambitions 2035 », le groupe EDF s'engage à bâtir le système électrique de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste au travers de 12 engagements (voir la section 3.1 « Informations générales »). Pour chacun de ses 12 engagements RSE clés, le Groupe déploie des politiques et actions opérationnelles visant, d'un point de vue environnemental, social et sociétal, à minimiser les risques et impacts négatifs et à maximiser les opportunités et impacts positifs de chacun des enjeux.

3.1.3.5 Résilience de la stratégie et du modèle économique en réponse aux IROs matériels

Des informations sur la résilience de la stratégie et du modèle économique d'EDF en ce qui concerne le changement climatique sont disponibles dans la section 3.2.2.3.1 « L'analyse scénarisée des risques de transition ».

En ce qui concerne la capacité à faire face aux impacts négatifs et aux risques matériels, un tableau récapitulatif analysant la cohérence entre les IROs et les risques détaillés à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » est présenté dans la section 3.1.4.2 « Correspondance entre les IROs (état de durabilité) et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé » (section 2.2 de l'URD).

En ce qui concerne la capacité à saisir les opportunités matérielles non climatiques, voir les différentes sections thématiques pour comprendre les politiques, actions, indicateurs et cibles mises en place pour saisir ces opportunités matérielles.

3.1.3.6 Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise

La politique Responsabilité sociétale d'entreprise du groupe EDF a été adoptée en Comité exécutif en 2021, en lieu et place de la précédente politique Développement durable.

La déclinaison de la raison d'être du Groupe en 12 engagements RSE répartis en 3 enjeux clés forme désormais la structure des exigences de la politique RSE (voir détails des engagements RSE dans la section 3.1 « Informations générales »). Cette politique définit les priorités de niveau Groupe à l'horizon 2035, suivant le projet d'entreprise « Ambitions 2035 ».

Cette politique s'applique aux entités du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées. Dans les participations ou projets où il est minoritaire, le groupe EDF, sur la base des informations dont il dispose, procède à une évaluation des risques de non-respect de ces engagements, les fait connaître auprès de ses partenaires et les incite le cas échéant à y remédier.

La performance environnementale, sociale et économique de l'entreprise provient d'abord des contributions des différentes entités. La politique RSE encadre ces actions en formulant des exigences et des principes d'action communs. Chaque entité assure la mise en œuvre de ces priorités, en cohérence avec ses activités et ses enjeux spécifiques, dans un principe de subsidiarité. Le cas échéant, une entité peut choisir d'apporter des compléments aux exigences de cette politique.

Le pilotage, la coordination et le contrôle de la politique RSE s'appuient sur des instances de gouvernance (Conseil d'administration, Comex, CECEG, et Comité stratégique RSE), des instances de pilotage opérationnel (Direction Impact et SDC) et des outils d'aide au pilotage (voir la section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »).

Parmi les leviers de la gouvernance et outils de pilotage de la politique RSE, le Conseil de Parties Prenantes du Groupe, en termes d'écoute et de dialogue avec les parties prenantes externes, est l'un des plus significatifs (collectif mixte et pluridisciplinaire de treize personnalités issues de la société civile qui, auprès du Président du Groupe, apportent leur regard sur les orientations stratégiques de l'entreprise). Depuis une dizaine d'années, le groupe EDF publie, à destination des parties prenantes, un reporting extra-financier dans lequel sont indiqués les contenus des politiques en vigueur (dont la politique RSE). Les engagements de la politique RSE permettent de répondre aux attentes de ces parties prenantes (voir la section 3.1.3.2 « Intérêts et points de vue des parties prenantes »).

La gouvernance dédiée a été mise en place sur la base des meilleures pratiques et des recommandations de la TCFD, ce qui s'est notamment traduit par la nomination d'un référent climat au niveau du Conseil d'administration et du Comité exécutif du Groupe en décembre 2020.

3.1.4 Processus d'évaluation de double matérialité

3.1.4.1 Description des procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels

Pour cartographier ses enjeux RSE, EDF s'appuie depuis plusieurs années sur une analyse de matérialité. La première analyse de matérialité a été réalisée en 2014 et révisée à plusieurs occasions. Cet exercice, basé sur des études documentaires, des entretiens et des ateliers, a impliqué des représentants des différentes catégories de parties prenantes du Groupe. En 2023, le Groupe a lancé la révision de son analyse de double matérialité en conformité avec les exigences méthodologiques de la CSRD.

L'analyse de double matérialité prend en compte à la fois la matérialité financière et la matérialité d'impact :

- un enjeu de durabilité est financièrement matériel s'il génère des risques et/ou opportunités pouvant affecter la situation financière de l'entreprise à court, à moyen et à long terme ;
- un enjeu de durabilité est matériel du point de vue de l'impact lorsqu'il concerne des impacts, réels ou potentiels, positifs ou négatifs de l'entreprise sur les personnes et sur l'environnement à court, moyen ou long terme.

Ainsi cette analyse permet de définir les enjeux de durabilité et les impacts, risques ou opportunités (IROs) matériels pour le Groupe EDF.

3.1.4.1.1 Méthodologie

L'analyse de double matérialité a été entamée en septembre 2023 après la définition d'un processus validé et mené par la Direction Impact. Le processus global a permis d'assurer une conformité avec les exigences de la CSRD, tout en s'assurant de la cohérence avec les enjeux RSE et la cartographie des risques du Groupe.

Le processus a compris trois étapes majeures : la capitalisation sur l'existant pour établir la chaîne de valeur et les sujets de durabilité pertinents, l'identification des Impacts, Risques et Opportunités (IROs) en découlant, et enfin l'évaluation de la matérialité de ces IROs. Compte tenu du fait qu'il s'agit de la première analyse de double matérialité au sens de la CSRD pour le Groupe, aucun changement n'est à signaler dans le processus suivi pour identifier et évaluer la matérialité des IROs. La liste et la priorisation des IROs matériels seront revues selon le cycle de reporting prévu par la CSRD.

Capitalisation de l'existant		Identification des IROs		Évaluation des IROs	
PHASE 1	**PHASE 2**	**PHASE 3**	**PHASE 4**	**PHASE 5**	**PHASE 6**
Identification des sujets ESG	Revue documentaire & registre des risques	Liste préliminaire d'IROs	Revue des IROs par les métiers	Évaluation des IROs	Challenge & validation

3.1.4.1.1.1 Capitalisation sur l'existant

EDF a intégré la RSE dans ses processus et sa stratégie depuis de nombreuses années, permettant au Groupe d'alimenter son analyse de double matérialité par un nombre important de documents. Afin de répondre aux exigences de la CSRD, EDF a utilisé ses documents et travaux précédemment menés pour cadrer le champ d'évaluation de la matérialité et du processus d'identification des IROs. Ainsi les principales étapes de cette phase sont :

- la réalisation, en étroite collaboration avec la Direction de la Stratégie du Groupe, de la cartographie des chaînes de valeur d'EDF incluant les relations d'affaires amont et aval ;
- la revue des enjeux, sous-enjeux et sous-sous-enjeux tels que définis dans les ESRS.

Au cours de la première étape de travail, EDF a défini un ensemble de sujets de durabilité pour encadrer l'identification des impacts, des risques et des opportunités. Cet ensemble comprend les enjeux, sous-enjeux et sous-sous-enjeux de l'ESRS tels que présentés dans l'ESRS 1 AR16 et identifie des sujets supplémentaires spécifiques au secteur et à l'entité qui sont pertinents pour EDF et pour sa chaîne de valeur. Plus précisément cette liste de sujets de durabilité a émergé via les thématiques couvertes par :

- les standards et *frameworks* sectoriels RSE clés, tel que le SASB [1] le GRI [2], l'OPCC [3], le WBCSD [4], etc. ;
- les études de matérialité précédentes et les documents externes analysés (Commission nationale du débat public, RepRisk, études universitaires, etc.) ;
- les pairs.

Cette liste a permis d'identifier les IROs pertinents pour le Groupe et de s'assurer que l'ensemble des sujets étaient couverts.

(1) *Sustainability Accounting Standards Board.*
(2) *Global Reporting Initiative.*
(3) Observatoire pyrénéen du changement climatique.
(4) *World Business Council for Sustainable Development.*

3.1.4.1.1.2 Identification des IROs

Le Groupe a par la suite réalisé une identification extensive des IROs pertinents notamment via :

- une revue documentaire minutieuse, en particulier de la cartographie des risques du Groupe. 78 documents internes et externes (notamment issus du GIEC [1], WBCSD, SASB, WWF [2], OFB [3], RepRisk, etc.) ont contribué à l'identification initiale des IROs. La revue documentaire permet d'identifier un large éventail d'impacts, risques et opportunités, exprimés par les parties prenantes internes et externes du Groupe, permettant d'éviter un biais de représentativité par rapport à une approche uniquement centrée sur des entretiens ;
- l'analyse des chaînes de valeur du Groupe et de ses dépendances ;
- des entretiens avec des experts internes des différents métiers du Groupe.

La préparation initiale et la revue itérative de la liste initiale d'IROs ont représenté plus de 17 entretiens et ateliers incluant plus de 50 personnes. Le processus suivi a été le même, quelle que soit la norme considérée. Les parties prenantes internes impliquées dans la revue de la liste des IROs étaient sélectionnées pour leur expertise sur chaque enjeu de durabilité. Les responsables de chaque filière technologique du Groupe ont été impliqués pour réviser l'ensemble de la liste des IROs environnementaux. Les équipes en charge du devoir de vigilance ont contribué à l'identification des IROs, afin d'assurer un alignement entre le processus du devoir de vigilance et le processus d'évaluation de double matérialité. Le comité de gouvernance du projet CSRD a révisé l'intégralité de la liste d'IROs identifiés.

3.1.4.1.1.3 Évaluation des IROs

Les IROs ont été évalués en utilisant les seuils de matérialité définis par le groupe EDF.

La Direction des Risques Groupe d'EDF a participé à la détermination de la méthodologie globale et à la détermination des critères détaillés et de seuils de matérialité des risques et des opportunités.

Ces critères ont été déterminés en s'appuyant sur toutes les approches de gestion des risques de l'entreprise disponibles au moment de l'analyse. Ils incluent les éléments suivants sur une échelle de 1 à 5 (1 étant le niveau le plus faible et 5 le plus élevé) :

<table>
<tr><th></th><th>Impact positif</th><th>Impact négatif</th><th>Risque</th><th>Opportunité</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Ampleur et étendue d'un impact positif
Gravité d'un impact négatif
Ampleur des effets financiers</td><td colspan="2">Niveau déterminé par le plus haut niveau entre :</td><td colspan="2" rowspan="2">Ampleur des effets financiers sur le Groupe, informée par le plus haut niveau entre conséquences financière, réputationnelle, stratégique, satisfaction client et climat social (seulement pour risque)</td></tr>
<tr><td>Ampleur et étendue de l'impact positif</td><td>Gravité : ampleur, étendue et irrémédiabilité de l'impact négatif</td></tr>
<tr><td>Probabilité</td><td colspan="2">Probabilité (1-5).
NB : un score de 5 est attribué aux impacts réels par défaut</td><td colspan="2">Probabilité (1-5)</td></tr>
</table>

Les critères de probabilité pour les IROs s'apprécient selon cinq niveaux, allant de « minimal » à « absolu ». Chaque niveau est défini selon une méthode associant qualitatif et quantitatif, ainsi par exemple, le niveau de probabilité minimal correspond à un IRO très peu probable ou estimé inférieur à 1 % ; le niveau de probabilité absolu correspond à un IRO très probable ou avéré, ou estimé à une probabilité de 75 % ou plus.

Ainsi, chaque IRO est évalué selon sa probabilité (échelle de 1 à 5) et selon sa gravité (échelle de 1 à 5). Un IRO dont le niveau de gravité est absolu (niveau 5) sera considéré comme matériel. Pour les autres IROs, un score combinant la probabilité et la gravité est déterminé. Si le score dépasse un seuil de matérialité quantitatif défini en accord avec la fonction Risques du Groupe, alors cet IRO est considéré comme matériel. Si le score est en deçà du seuil de matérialité défini, alors cet IRO est considéré comme non matériel.

Lors d'ateliers, les experts thématiques internes ont apporté leur contribution à la notation de chaque IRO. Les filières opérationnelles, le Comité de gouvernance du projet CSRD, le Conseil des Parties Prenantes (représentant les parties prenantes externes), des membres du CSE central ont contribué à réviser l'intégralité des notations des IROs.

L'évaluation de la probabilité et de l'ampleur et de l'étendue d'un impact positif, de la gravité d'un impact négatif ou de l'ampleur des effets financiers nécessite la différenciation entre niveau brut et niveau net :

- le niveau brut est le niveau tenant compte de l'ensemble des dispositions existantes éprouvées sur les actifs du Groupe et ne tient donc pas compte des mesures engagées par l'organisation pour diminuer la gravité de l'impact négatif (par exemple : nouvelles unités de traitement des effluents, politique de gestion des déchets, etc.) ou l'ampleur des effets financiers associée à un risque. D'un point de vue financier, le niveau brut est considéré avant les dépenses engagées pour diminuer la gravité de l'impact négatif ;
- le niveau net est, quant à lui, le niveau qui considère l'efficacité des actions engagées. D'un point de vue financier, le niveau net considère les dépenses engagées pour diminuer la gravité de l'impact négatif.

Dans le cas de la notation au sein de la CSRD, les niveaux suivants doivent être pris en compte :

- pour les impacts potentiels, et les risques et opportunités : notation brute ;
- pour les impacts réels, la notion brute ou nette n'est pas à considérer : la cotation a été réalisée sur la base des impacts constatés.

La probabilité, évaluée dans un deuxième temps, suit le même principe de notation entre nette et brute.

Les parties prenantes ont été très largement impliquées dans cette phase par :

- un échange approfondi avec des experts thématiques et des responsables au sein du Groupe, notamment les filières opérationnelles et les équipes des Directions de la Stratégie du Groupe, Impact, Risques, Financière, Ressources Humaines ; les équipes en charge du devoir de vigilance ont contribué à l'évaluation des IROs, afin d'assurer un alignement entre le processus du devoir de vigilance et le processus d'évaluation de double matérialité ;
- la revue des résultats de l'évaluation des IROs par le Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF, représentant les parties prenantes externes et les membres du CSE réunis en inter-commissions, en particulier pour les enjeux sociaux ;
- côté gouvernance, la revue des résultats de l'évaluation par le Comité de gouvernance du projet CSRD, le Comité stratégique RSE puis le comité spécialisé du Conseil d'administration.

(1) Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.
(2) *World Wide Fund for Nature.*
(3) Office français de la biodiversité.

Le processus suivi a été le même, quelle que soit la norme considérée. Les parties prenantes internes impliquées dans la revue de la liste des IROs dépendaient de la norme considérée ainsi que de la typologie des IROs. Ainsi, des ateliers séparés ont eu lieu pour réviser la notation des impacts d'une part, et des risques et opportunités d'autre part.

Considérations supplémentaires pour les impacts

Les critères d'ampleur et d'étendue d'un impact positif ou de gravité d'un impact négatif se distinguent selon cinq niveaux, déterminant des niveaux allant de « minimal » à « absolu ». La gravité d'un impact négatif est déterminée en fonction de son ampleur, son étendue ainsi que de son caractère irrémédiable. Les critères sont définis pour chaque niveau de façon généralement qualitative. Le caractère irrémédiable d'un impact négatif inclut une part quantitative dans les critères d'évaluation, ainsi par exemple, le niveau de gravité minimal de l'irrémédiabilité correspond à un impact négatif facilement remédiable dans un délai de 1 an ; le niveau de gravité absolu de l'irrémédiabilité correspond à un impact négatif non remédiable dans un délai de 30 ans et plus.

Dans le cas d'un impact négatif potentiel sur les droits de l'homme, la gravité de l'impact l'emporte sur sa probabilité.

EDF a mené un dialogue avec ses experts thématiques internes et ses responsables, notamment faisant partie des équipes des Directions de la Stratégie du Groupe, Risques Groupe, Impact, Finance, Ressources Humaines et les experts métiers, à travers des ateliers afin de déterminer et d'évaluer la matérialité de ses impacts potentiels ou réels, positifs ou négatifs. La liste initiale d'IROs a été revue, éditée et complétée selon un processus itératif, incluant principalement les équipes internes suivantes :

- pour les IROs environnementaux, les équipes de la Direction Impact, incluant des experts représentant la nature pour considérer toute la palette des thématiques des normes environnementales des ESRS, ainsi que des représentants des principales filières concernées par les impacts, risques et opportunités identifiés dans la longue liste d'IROs ;
- pour les IROs sociaux, les équipes de la Direction Impact ainsi que les équipes en charge du reporting autour du Devoir de vigilance, les équipes de la Direction Ressources Humaines du groupe EDF et les membres du CSE réunis en inter-commissions. Ces parties prenantes permettent de capturer les attentes des parties prenantes affectées, à savoir les salariés du Groupe et les travailleurs des chaînes de valeur amont et aval, ainsi que les communautés affectées et les clients et utilisateurs ;
- pour les IROs de gouvernance, les équipes de la Direction Impact ainsi que les équipes Éthique et Conformité du Groupe. Ces parties prenantes permettent de capturer les attentes des parties prenantes affectées, à savoir les lanceurs d'alerte, les fournisseurs et partenaires, les autorités publiques et la société civile.

Les impacts ont été formulés et évalués en prenant en compte les attentes des parties prenantes affectées (y compris celles de la nature, considérée comme partie prenante silencieuse) via les canaux suivants :

- pour les IROs environnementaux, via l'analyse de sources documentaires (par exemple, sources publiées par des organismes et référentiels de place tels que l'OFB, l'ADEME, la TNFD, le WWF, le WBCSD), la cartographie des chaînes de valeur du groupe EDF et la revue par des experts internes ;
- pour les IROs sociaux, via l'analyse de sources documentaires (notamment synthèses de débats publics et consultations, enquêtes auprès d'employés du Groupe, enquêtes d'opinions auprès de la population, étude sur les risques liés aux droits humains dans la chaîne de valeur des énergéticiens…), la cartographie des chaînes de valeur du groupe EDF et la revue par des experts internes ;
- pour les IROs de gouvernance, via l'analyse de sources documentaires (notamment comptes rendus de débats publics et consultations…) et la cartographie des chaînes de valeur du groupe EDF ;
- pour tous les IROs, via la revue par le Comité de Gouvernance du projet CSRD et le Conseil des Parties Prenantes d'EDF, représentant les parties prenantes externes.

La revue documentaire ainsi que les consultations avec les experts par filières et experts thématiques ont permis notamment de faire ressortir des impacts négatifs qui se concentrent plus particulièrement sur certaines activités et dans certaines zones géographiques où le Groupe et sa chaîne de valeur sont présents.

Le processus de détermination des impacts en fonction de leur ampleur, de leur étendue, de leur probabilité et de leur caractère irrémédiable s'appuie sur des critères de notation alignés sur les Principes Directeurs des Nations Unies et sur les Lignes Directrices de l'OCDE sur l'Évaluation de l'Impact sur le Développement Durable. La typologie des critères de notation de la matérialité et de la probabilité d'un impact positif ou négatif est définie dans le standard ESRS 1 de la CSRD. Les seuils des critères ont ensuite été définis conjointement sur la base des prérequis de la CSRD et des critères utilisés par le système de gestion des risques d'EDF. Ces critères ont été revus et validés par l'équipe de gestion des risques et la Direction Impact du Groupe.

Les impacts positifs et négatifs ont été évalués par les experts thématiques d'EDF sur la base des critères d'ampleur et d'étendue d'un impact positif ou de gravité d'un impact négatif et de probabilité, par le biais d'une approche qualitative. Chaque critère d'ampleur, d'étendue et de caractère irrémédiable s'est vu attribuer une note de 1 à 5 et la note la plus élevée parmi les trois critères a été considérée comme la note finale pour un impact négatif, note qui sera associée au score de probabilité. À la suite de l'évaluation initiale, plusieurs ateliers et entretiens ont été menés avec des parties prenantes internes et externes du Groupe et avec la Direction des Risques Groupe. Enfin, les impacts identifiés et leur notation ont été validés par le Comité de gouvernance du projet CSRD.

Considérations supplémentaires pour les risques et opportunités

Les critères d'ampleur des effets financiers pour les risques et opportunités, se distinguent selon cinq niveaux, déterminant des niveaux d'ampleur allant de « minimal » à « absolu ». Les critères d'ampleur des effets financiers sont définis séparément pour les risques et les opportunités, pour chaque niveau de façon qualitative.

Les risques et les opportunités ont été identifiés au cours des phases 2 et 3 via trois biais :

- par le biais d'une revue documentaire, en particulier sur la base de la cartographie des risques Groupe, et d'un engagement direct avec les parties prenantes ;
- dans le cadre de l'élaboration de la cartographie des chaînes de valeur, des intrants clés ont été identifiés dans le modèle des six capitaux de l'*Integrated Reporting Council*. Ces principales dépendances d'EDF ont contribué à l'élaboration de la liste des risques et opportunités ;
- dans le cadre du processus d'élaboration de la liste des risques et opportunités, tous les impacts ont été examinés afin de déterminer si des risques et/ou des opportunités sont susceptibles d'y être associés. Ce processus d'extrapolation a été un des éléments clés du processus de définition des risques et des opportunités, étayé par l'examen des documents et l'engagement des parties prenantes ;
- enfin, les risques et opportunités identifiés et leur notation ont été validés avec des experts internes lors du comité de gouvernance CSRD.

La typologie des critères de notation de l'ampleur des effets financiers et de la probabilité d'un risque ou d'une opportunité est définie dans la norme ESRS 1 de la CSRD. Les seuils des critères ont ensuite été définis conjointement sur la base des prérequis de la CSRD et des critères utilisés par le système de gestion des risques d'EDF. Ces critères ont été revus par la Direction des Risques Groupe et la Direction Impact du Groupe.

Chaque risque ou opportunité a été évalué sur la base des critères de probabilité et de conséquence des effets financiers associés, sur la base des notations déjà réalisées par le système de gestion des risques de l'entreprise. Les risques et opportunités sont considérés comme ayant un ou plusieurs types de conséquences financières : conséquences financières directes ou par le biais de conséquences réputationnelles, stratégiques, via la satisfaction client et/ou le climat social. Chaque risque et opportunité a été évalué par les experts thématiques d'EDF en fonction de ces caractéristiques par le biais d'une approche qualitative. Les données existantes relatives aux effets financiers anticipés ont été prises en compte dans le cadre de la détermination de la notation, mais l'évaluation quantitative de la conséquence financière de chaque risque ou opportunité n'a pas été entreprise dans le cadre de l'analyse de double matérialité.

3.1.4.2 Correspondance entre les IROs (état de durabilité) et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé (section 2.2 de l'URD)

Cette section présente la correspondance entre les IROs matériels et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé. À noter que cette section ne répond pas à une exigence de publication au sens de la CSRD.

Comparaison des périmètres des IROs (état de durabilité) et des principaux risques auxquels le Groupe est exposé (section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ») :

- **risques généraux de la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » :** selon la méthodologie de la cartographie des risques du Groupe, les principaux risques peuvent entraîner à la fois des conséquences internes (assimilables à des risques au sens de la CSRD), et des conséquences externes (assimilables aux impacts potentiels de la CSRD). Ils portent sur tous les enjeux du Groupe, incluant les enjeux de durabilité, et tous les autres enjeux, opérationnels, financiers, stratégiques... Ils couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur. Ils ne comportent pas de limitation temporelle *a priori*. Enfin, le focus des principaux risques porte sur les conséquences potentielles négatives (internes ou externes), dans le but de s'en prémunir, même si certaines opportunités ou certains impacts positifs peuvent être décrits dans la stratégie de maîtrise des risques ;
- **IRO de la section 3.1.3.3 « Impacts, risques et opportunités matériels » :** Le niveau de granulométrie des IROs est en général plus détaillé que celui de la cartographie des risques. Les IROs sont focalisés sur les enjeux de durabilité et couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur sur les 3 horizons de temps de la CSRD. Enfin les IROs comportent de manière systématique des risques et des opportunités à conséquences internes, et des impacts externes positifs et négatifs.

En résumé, la partie des IROs consacrée aux risques et impacts négatifs représente le détail du volet RSE des principaux risques présentés à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

Dans le tableau de correspondance qui suit, les IROs de l'état de durabilité sont repérés selon leurs caractéristiques :

- impacts externes négatifs **[I-🟡]** ;
- impacts externes positifs **[I+🟢]** ;
- risques (au sens CSRD = interne : risques dont les conséquences financières seraient négatives pour l'entreprise) **[R🔴]** ;
- opportunités (au sens CSRD = interne : dont les conséquences financières seraient positives pour l'entreprise) **[O🔵]**.

Le tableau qui suit démontre que chaque impact négatif [I-] et chaque risque [R] (au sens de la CSRD) comporte une correspondance avec un risque (au sens de la section 2.2 de l'URD).

En revanche, cette correspondance n'est pas réalisée systématiquement pour les opportunités ou les impacts positifs, car ce n'est pas l'objet de l'identification des risques de la section 2.2.

Enjeu/Libellé *IRO (*Présenté au Comité de Responsabilité d'entreprise et au Comité des risques et de l'audit le 24 juillet 2024) *cf.* section 3.1.3	Type IRO	Correspondance Risques *cf.* section 2.2 de l'URD
Environnement - Transverse/Risques politiques et réglementaires	R	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
E1 - Atténuation du changement climatique/Émissions de gaz à effet de serre	I-	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition
E1 - Atténuation du changement climatique/Décarbonation du mix énergétique	I+	-
E1 - Atténuation du changement climatique/Décarbonation de l'économie	I+	-
E1 - Atténuation du changement climatique/Développement des usages de l'électricité décarbonée et des services énergétiques	O	-
E1 - Adaptation du changement climatique/Risques physiques	R	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition
E2 - Pollution de l'air, de l'eau et des sols/Rejets avec effets sur la qualité de l'air, de l'eau et des sols	I-	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
E3 - Consommation d'eau/Utilisation de l'eau	I-	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition
E3 - Consommation d'eau/Raréfaction de la ressource en eau	R	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition
E3 - Consommation d'eau/Gestion du multi-usage de l'eau	O	-
E4 - Impacts sur les écosystèmes/Dégradation des écosystèmes	I-	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
E4 - Impacts sur les écosystèmes/Impact via les ressources amont	I-	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité 1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles
E4 - Impacts sur les écosystèmes/Amélioration des écosystèmes	I+	-
E4 - Perte de biodiversité	I-	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
E5 - Déchets/Génération de déchets	I-	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité 2A – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs, du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés
E5 - Déchets/Démantèlement nucléaire et gestion des déchets radioactifs	O	-
E5 - Flux de ressources entrants/Diminution des flux de ressources entrants	R	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
Social - Transverse/Santé et sécurité de tous	I-	1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) 2C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire 1F – Atteinte à la sûreté hydraulique 1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité
S1-S2 - Droits humains/Atteintes aux droits des travailleurs	I-	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR 1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) 1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles 2B – Maîtrise du cycle du combustible

Enjeu/Libellé *IRO* (Présenté au Comité de Responsabilité d'entreprise et au Comité des risques et de l'audit le 24 juillet 2024) cf. section 3.1.3	Type IRO	Correspondance Risques *cf.* section 2.2 de l'URD
S1-S2 - Droits humains/Risques liés aux droits humains	R	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR 1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) 1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles 2B – Maîtrise du cycle du combustible
S1-S2 - Dialogue social & fidélisation des travailleurs/Dialogue social	R	5C – Capacité de transformation face aux ruptures
S1-S2 - Dialogue social & fidélisation des travailleurs/Attraction et fidélisation des travailleurs	O	-
S1-S2 - Égalité, diversité et inclusion pour tous/Discrimination	I-	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité
S1-S2 - Main d'œuvre - Égalité, diversité et inclusion	I+	-
S1-S2 - Développement des compétences	I+	-
S1-S2 - Développement des compétences/Inadéquation des compétences	R	5A – Adaptation des compétences
S1-S2 - Santé et sécurité de tous/Accidents/incidents de santé et sécurité	R	1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)
S1-S2 -Santé et sécurité de tous - Amélioration des conditions de travail	I+	-
S3 - Développement territorial/Contribution au développement	I+	-
S3 - Développement territorial/Résilience des territoires	I+	-
S3 - Droits humains/Atteintes aux droits des populations locales	I-	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR
S3 - Dialogue et concertation avec les parties prenantes/ Insuffisance de concertation des parties prenantes	R	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR
S4 - Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux/ Maitrise de la consommation et des usages de l'électricité	I+	-
S4 - Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux - Augmentation des impayés	R	3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH
S4 - Protection des données personnelles/Fuites de données personnelles	I-	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité
S4 - Continuité et fourniture d'électricité	I-	1G – Risque de déséquilibre offre/demande au périmètre d'EDF 1H – Risque de *black-out*
S4 - Continuité et fourniture d'électricité/Mission de service public	I+	-
S4 - Continuité et fourniture d'électricité/Offres de flexibilité	O	-
G1 - Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte/Atteintes aux droits des lanceurs d'alerte	I-	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité
G1 - Éthique, conformité et transparence du lobbying/Éthique des affaires et transparence des pratiques de lobbying	R	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité
G1 - Conduite des affaires - Détérioration de la santé financière de fournisseurs	I-	1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles
G1 - Conduite des affaires - Achats responsables	I+	-
G1 - Conduite des affaires - Dépendance envers certains fournisseurs	R	1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles
G1 - Conduite des affaires - Qualité des relations fournisseurs	O	-
G1 - Gouvernance/Risque lié aux politiques publiques	R	3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH
G1 - Gouvernance/Opportunité liée aux politiques publiques	O	-
G1 - Sûreté et gestion de crise/Incidents d'exploitation et de cybersécurité	R	1C – Atteintes au patrimoine, notamment cyberattaques 1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)

3.1.5 Annexes

3.1.5.1 Liste des exigences de publication respectées

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
ESRS 2	***Informations générales***		
BP-1	Base générale pour la préparation de l'état de durabilité	Section 3.1.1 « Base d'établissement de l'état de durabilité »	
BP-2	Publication d'informations relatives à des circonstances particulières	Section 3.1.1 « Base d'établissement de l'état de durabilité »	
GOV-1	Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	Section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »	
GOV-2	Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et enjeux de durabilité traités par ces organes	Section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »	
GOV-3	Intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation	Section 3.1.2.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération »	
GOV-4	Déclaration sur la vigilance raisonnable	Section 3.1.2.4 « Déclaration sur la vigilance raisonnable »	
GOV-5	Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité	Section 3.1.2.5 « Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité »	
SBM-1	Stratégie, modèle économique et chaîne de valeur	Section 3.1.3.1 « Stratégie, modèle d'affaires et chaîne de valeur »	
SBM-2	Intérêts et points de vue des parties prenantes	Section 3.1.3.2 « Intérêts et points de vue des parties prenantes »	
SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.1.3.3.2 « Impacts, risques et opportunités matériels identifiés » et section 3.1.3.4 « Lien entre les impacts, risques et opportunités et la stratégie du groupe EDF »	
IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels	Section 3.1.3.3.1 « Résultats de l'analyse de double matérialité »	
IRO-2	Exigences de publication au titre des ESRS couvertes par l'état de durabilité de l'entreprise	Section 3.1.5.1 « Liste des exigences de publication respectées »	
ESRS E1	***Changement climatique***		
E1.GOV-3	Intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation	Section 3.1.2.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération »	
E1-1	Plan de transition pour l'atténuation du changement climatique	Section 3.2.2.1 « Atténuation du changement climatique » Section 3.2.2.3 « Résilience du modèle d'affaire face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques »	
E1.SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique » et section 3.1.3.4 « Lien entre les impacts, risques et opportunités et la stratégie du groupe EDF »	
E1.IRO-1	Description des processus permettant d'identifier et d'évaluer les impacts, risques et opportunités matériels liés au climat	Section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique »	
E1-2	Politiques liées à l'atténuation du changement climatique et à l'adaptation à celui-ci	Section 3.2.2.1.1 « Politiques liées à l'atténuation du changement climatique » et section 3.2.2.2.1 « Politique liée à l'adaptation au changement climatique »	
E1-3	Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique	Section 3.2.2.1.2 « Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique »	
E1-4	Cibles liées à l'atténuation du changement climatique et à l'adaptation à celui-ci	Section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique » et section 3.2.2.2.3 « Cible et indicateur relatifs à l'adaptation au changement climatique »	
E1-5	Consommation d'énergie et mix énergétique	Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »	

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
E1-6	Émissions brutes de GES des Scopes 1, 2 ou 3 et émissions totales de GES	Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES »	
E1-7	Projets d'absorption et d'atténuation des GES financés au moyen de crédits carbone	Section 3.2.2.1.2.3.1. « Contribution carbone »	
E1-8	Tarification interne du carbone	Section 3.2.2.3.3 « L'utilisation d'un prix interne du carbone pour orienter les investissements »	
E1-9	Effets financiers attendus des risques physiques et de transition matériels et des opportunités potentielles liées au climat		Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E2	***Pollution***		
E2.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à la pollution	Section « 3.2.3 ESRS E2 – Pollution »	
E2-1	Politiques en matière de pollution	Section « 3.2.3.1 Politiques en matière de maîtrise de la pollution »	
E2-2	Actions et ressources relatives à la pollution	Section 3.2.3.2.1 « Actions relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) » et section 3.2.3.3.1 « Actions relatives à la pollution des sols » Section 3.2.3.5 « Dépenses et effort de recherche alloués aux actions en matière de prévention et contrôle des pollutions »	
E2-3	Cibles en matière de pollution	Section 3.2.3.2.2 « Cibles relatives aux rejets de polluants dans l'air (NOx, SO2, poussières) »	
E2-4	Pollution de l'air, de l'eau et des sols	Section 3.2.3.2 « Pollution de l'air : rejets de NOx, SO_2, poussières » et section 3.2.3.3 « Pollution dans les sols »	
E2-5	Substances préoccupantes et substances extrêmement préoccupantes		Non matériel
E2-6	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à la pollution		Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E3	***Ressources hydriques et marines***		
E3.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés aux ressources hydriques et marines	Section 3.2.4 « ESRS E3 - Ressources hydriques »	
E3-1	Politiques en matière de ressources hydriques et marines	Section 3.2.4.1 « Politiques en matière de ressources hydriques »	
E3-2	Actions et ressources relatives aux ressources hydriques et marines	Section 3.2.4.2.3 « Actions relatives aux prélèvements et aux consommations d'eau » et section 3.2.4.3.1 « Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau » Section 3.2.4.4 « Dépenses et effort de recherche allouées aux actions en matière de ressources hydriques »	
E3-3	Cibles en matière de ressources hydriques et marines	Section 3.2.4.2.4 « Cibles relatives aux prélèvements et consommations d'eau » et section 3.2.4.3.2 « Cible et indicateur relatifs à la gestion multi-usage de la ressource en eau »	
E3-4	Consommation d'eau	Section 3.2.4.2 « Prélèvements et consommations d'eau »	
E3-5	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés aux ressources hydriques et marines		Disposition de mise en œuvre progressive

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
ESRS E4	***Biodiversité et écosystèmes***		
E4.SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystème »	
E4.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques, dépendances et opportunités matériels liés à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystème »	
E4-1	Plan de transition et prise en considération de la biodiversité et des écosystèmes dans la stratégie et le modèle économique	Section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystème »	
E4-2	Politiques relatives à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »	
E4-3	Actions et ressources liées à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5.2 « Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes »	
E4-4	Cibles liées à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5.3 « Cibles et indicateurs relatifs à la biodiversité et aux écosystèmes »	
E4-5	Indicateurs d'impact concernant l'altération de la biodiversité et des écosystèmes	Section 3.2.5.3 « Cibles et indicateurs relatifs à la biodiversité et aux écosystèmes »	
E4-6	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à la biodiversité et aux écosystèmes		Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E5	***Utilisation des ressources et économie circulaire***		
E5.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.2.6 « ESRS E5 - Utilisation de ressources et économie circulaire »	
E5-1	Politiques en matière d'utilisation des ressources et d'économie circulaire	Section 3.2.6.1 « Politiques en matière d'utilisation des ressources et d'économie circulaire »	
E5-2	Actions et ressources relatives à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.2.6.2.1 « Actions et ressources relatives aux ressources entrantes » et Section 3.2.6.4 « Dépenses et effort de recherche allouées aux actions en matière d'utilisation de ressources et économie circulaire »	
E5-3	Cibles relatives à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.2.6.2.2 « Cible et indicateurs relatifs aux ressources entrantes »	
E5-4	Flux de ressources entrants	Section 3.2.6.2 « Flux de ressources entrantes »	
E5-5	Flux de ressources sortants	Section 3.2.6.3 « Déchets »	
E5-6	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire		Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS S1	***Personnel de l'entreprise***		
S1.SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.2 « ESRS S1 – Effectif de l'entreprise »	
S1-1	Politiques concernant le personnel de l'entreprise	Section 3.3.2.1 « Politiques concernant les effectifs du groupe EDF »	
S1-2	Processus de dialogue avec le personnel de l'entreprise et ses représentants au sujet des impacts	Section 3.3.2.2 « Processus d'interaction avec les effectifs du groupe EDF et leurs représentants »	
S1-3	Processus de réparation des impacts négatifs et canaux permettant au personnel de l'entreprise de faire part de ses préoccupations	Section 3.3.2.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux collaborateurs du groupe EDF de faire part de leurs préoccupations »	
S1-4	Actions concernant les impacts matériels sur le personnel de l'entreprise, approches visant à gérer les risques matériels et à saisir les opportunités matérielles concernant le personnel de l'entreprise, et efficacité de ces actions	Section 3.3.2.4.1 « Actions et indicateurs relatifs aux effectifs » et section 3.3.2.5.1 « Actions liées aux compétences et formations » et section 3.3.2.6.1 « Actions relatives à la santé sécurité » et section 3.3.2.7.1 « Actions liées à la diversité, mixité »	
S1-5	Cibles liées à la gestion des impacts négatifs matériels, à la promotion des impacts positifs et à la gestion des risques et opportunités matériels	Section 3.3.2.5.2 « Cibles et indicateurs relatifs à la formation et au développement des compétences et section 3.3.2.6.2 « Cibles relatives à la santé sécurité » et section 3.3.2.7.2 « Cible et indicateur relatifs à la diversité, mixité »	

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
S1-6	Caractéristiques des salariés de l'entreprise	Section 3.3.2.4.1 « Actions et indicateurs relatifs aux effectifs » et section 3.3.2.7.2 « Cible et indicateur relatifs à la diversité, mixité »	
S1-7	Caractéristiques des non-salariés assimilés au personnel de l'entreprise		Disposition de mise en œuvre progressive
S1-8	Couverture des négociations collectives et dialogue social	Section 3.3.2.2.1 « Dialogue social » et section 3.3.2.2.2 « Négociations collectives »	
S1-9	Indicateurs de diversité	Section 3.3.2.7 « Égalité, diversité et inclusion pour tous »	
S1-10	Salaires décents	Section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe »	
S1-11	Protection sociale		Disposition de mise en œuvre progressive
S1-12	Personnes handicapées	Section 3.3.2.7.1.4 « Ancrage handicap, un engagement de longue date »	
S1-13	Formation et développement des compétences	Section 3.3.2.5 « Formation et développement des compétences »	
S1-14	Santé et sécurité	Section 3.3.2.6 « Santé et Sécurité de tous »	
S1-15	Équilibre entre vie professionnelle et vie privée		Disposition de mise en œuvre progressive
S1-16	Indicateurs de rémunération (écart de rémunération et rémunération totale)	Section 3.3.2.7 « Égalité, diversité et inclusion pour tous » et Section 3.3.2.4.1 « Actions et indicateurs relatifs aux effectifs »	
S1-17	Cas, plaintes et impacts graves sur les droits humains	Section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe »	
ESRS S2	***Travailleurs de la chaîne de valeur***		
S2.SBM-3	Incidences, risques et opportunités importants et interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.3 « ESRS E2 – Travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-1	Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur	Section 3.3.3.1 « Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-2	Processus d'interaction au sujet des incidences avec les travailleurs de la chaîne de valeur	Section 3.3.3.2 « Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-3	Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux travailleurs de la chaîne de valeur de faire part de leurs préoccupations	Section 3.3.3.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux travailleurs de la chaîne de valeur de faire part de leurs préoccupations »	
S2-4	Actions concernant les incidences importantes sur les travailleurs de la chaîne de valeur, approches visant à gérer les risques importants et à saisir les opportunités importantes concernant les travailleurs de la chaîne de valeur, et efficacité de ces actions	Section 3.3.3.4 « Actions visant à gérer les incidences et risques matériels identifiés pour les travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-5	Cibles liées à la gestion des incidences négatives importantes, à la promotion des incidences positives et à la gestion des risques et opportunités importants	Section 3.3.3.5 « Cibles et indicateurs relatifs aux travailleurs de la chaîne de valeur »	
ESRS S3	**Communautés affectées**		
S3.SBM-3	Incidences, risques et opportunités importants et interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.4 « ESRS S3 – Communautés affectées »	
S3-1	Politiques relatives aux communautés touchées	Section 3.3.4.1 « Politiques relatives aux communautés affectées »	
S3-2	Processus d'interaction au sujet des incidences avec les communautés touchées	Section 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées »	
S3-3	Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux communautés touchées de faire part de leurs préoccupations	Section 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations »	
S3-4	Actions concernant les incidences importantes sur les communautés touchées, approches visant à gérer les risques importants et à saisir les opportunités importantes concernant les communautés touchées, et efficacité de ces actions	Section 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées »	

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
S3-5	Cibles liées à la gestion des incidences négatives importantes, à la promotion des incidences positives et à la gestion des risques et opportunités importants	Section 3.3.4.5 « Cibles et indicateurs relatifs aux communautés affectées »	
ESRS S4	**Consommateurs et utilisateurs finaux**		
S4.SBM-3	Incidences, risques et opportunités importants et interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.5 « Consommateurs et utilisateurs finaux »	
S4-1	Politiques relatives aux consommateurs et utilisateurs finaux	Section 3.3.5.1.1 « Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux » et section 3.3.5.2.1 « Politique relative à la lutte contre la précarité énergétique pour les consommateurs et utilisateurs finaux » et section 3.3.5.3.1 « Politique relative au respect de la vie privée/à la protection des données personnelles pour les consommateurs et utilisateurs finaux »	
S4-2	Processus d'interaction au sujet des incidences avec les consommateurs et utilisateurs finaux	Section 3.3.5.1.2 « Processus de dialogue relatif à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux » et section 3.3.5.2.2 « Processus de dialogue relatif à la lutte contre la précarité énergétique pour les consommateurs et utilisateurs finaux » et section 3.3.5.3.1 « Processus de dialogue avec les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles »	
S4-3	Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations	Sections 3.3.5.1.3 « Procédures de réparation des impacts négatifs et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations en lien avec la continuité et fourniture d'électricité », 3.3.5.2.3 (précarité énergétique) & 3.3.5.3.3 (respect de la vie privée/la protection des données personnelles)	
S4-4	Actions concernant les incidences importantes sur les consommateurs et utilisateurs finaux, approches visant à gérer les risques importants et à saisir les opportunités importantes concernant les consommateurs et utilisateurs finaux, et efficacité de ces actions	Sections 3.3.5.1.4 « Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux », 3.3.5.2.4 (précarité énergétique) & 3.3.5.3.4 (respect de la vie privée/la protection des données personnelles)	
S4-5	Cibles liées à la gestion des incidences négatives importantes, à la promotion des incidences positives et à la gestion des risques et opportunités importants	Sections 3.3.5.1.5 « Cibles et indicateurs relatifs à la continuité et fourniture d'électricité), 3.3.5.2.5 (précarité énergétique) & 3.3.5.3.5 (Respect de la vie privée/la protection des données personnelles)	
ESRS G1	**Conduite des affaires**		
G1.GOV-1	Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	Section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »	
G1-1	Culture d'entreprise et politiques en matière de conduite des affaires	Section 3.4.2 « Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires »	
G1-2	Gestion des relations avec les fournisseurs	Section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »	
G1-3	Prévention et détection de la corruption et des pots-de-vin	Section 3.4.4 « Prévention et détection de la corruption »	
G1-4	Cas de corruption ou de versement de pots-de-vin	Section 3.4.4.2 « Cas de corruption recensés	
G1-5	Influence politique et activités de lobbying	Section 3.4.6.1 « Le groupe EDF s'engage pour un lobbying transparent et responsable »	
G1-6	Pratiques de paiement fournisseurs	Section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »	

3.1.5.2 Tableau de tous les points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE

Points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section
ESRS 2 GOV-1 21 d) Mixité au sein des organes de gouvernance	X		X		Section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration » et section 3.1.2.1.1 « Conseil d'administration »
ESRS 2 GOV-1 21 e) Pourcentage d'administrateurs indépendants			X		Section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration »
ESRS 2 GOV-4 30 Déclaration sur la vigilance raisonnable	X				Section 3.1.2.4 « Déclaration sur la vigilance raisonnable »
ESRS 2 SBM-1 40d)i) Participation à des activités liées aux combustibles fossiles	X	X	X		Section 3.2.7 « Taxonomie verte »
ESRS 2 SBM-1 40d)ii) Participation à des activités liées à la fabrication de produits chimiques	X		X		Non concerné
ESRS 2 SBM-1 40d)iii) Participation à des activités liées à des armes controversées	X		X		Non concerné
ESRS 2 SBM-1 40d)iv Participation à des activités liées à la culture et à la production de tabac			X		Non concerné
ESRS E1-1 14 Plan de transition pour atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050				X	Section 3.2.2.1.1 « Politiques liées à l'atténuation du changement climatique »
ESRS E1-1 16 g) Entreprises exclues des indices de référence « Accord de Paris »		X	X		Section 3.2.2.1.3.2 « Une trajectoire carbone compatible 1,5 °C »
ESRS E1-4 34 Cibles de réduction des émissions de GES	X	X	X		Section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique »
ESRS E1-5 38 Consommation d'énergie produite à partir de combustibles fossiles ventilée par source d'énergie (uniquement les secteurs ayant un fort impact sur le climat)	X				Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »
ESRS E1-5 37 Consommation d'énergie et mix énergétique					Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »
ESRS E1-5 40-43 Intensité énergétique des activités dans les secteurs à fort impact climatique	X				Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »
ESRS E1-6 44 Émissions brutes de GES des Scopes 1, 2 ou 3 et émissions totales de GES	X	X	X		Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES »
ESRS E1-6 53-55 Intensité des émissions de GES brutes	X	X	X		Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES »
ESRS E1-7 56 Absorptions de GES et crédits carbone			X		Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES »
ESRS E1-9 66 Exposition du portefeuille de l'indice de référence à des risques physiques liés au climat		X			Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E1-9 66 a) Désagrégation des montants monétaires par risque physique aigu et chronique		X			Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E1-9 66 c) Localisation des actifs importants exposés à un risque physique matériel		X			Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E1-9 67 c) Ventilation de la valeur comptable des actifs immobiliers de l'entreprise par classe d'efficacité énergétique		X			Disposition de mise en œuvre progressive

Points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section
ESRS E1-9 69 Degré d'exposition du portefeuille aux opportunités liées au climat			X		Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E2-4 28 Quantité de chaque polluant énuméré dans l'annexe II du règlement E-PRTR (registre européen des rejets et des transferts de polluants) rejetés dans l'air, l'eau et le sol	X				Section 3.2.3.2.3 « Indicateurs relatifs aux rejets dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) »
ESRS E3-1 9 Ressources hydriques et marines	X				Section 3.2.4 « ESRS E3 – Ressources hydriques »
ESRS E3-1 13 Politique en la matière	X				Section 3.2.4.1 « Politiques en matière de ressources hydriques »
ESRS E3-1 14 Pratiques durables en ce qui concerne les océans et les mers	X				Non matériel
ESRS E3-4 28 c) Pourcentage total d'eau recyclée et réutilisé	X				Section 3.2.4.2.5 « Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau »
ESRS E3-4 29 Consommation d'eau totale en m^3 par rapport au chiffre d'affaires généré par les propres activités de l'entreprise	X				Section 3.2.4.2.5 « Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau »
ESRS 2- SBM 3 - E4 16a)	X				Section 3.2.5 « Biodiversité et écosystèmes »
ESRS 2- SBM 3 - E4 16b)	X				Section 3.2.5 « Biodiversité et écosystèmes »
ESRS 2- SBM 3 - E4 16c)	X				Non concerné
ESRS E4-2 24 b) Pratiques ou politiques foncières/agricoles durables	X				Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »
ESRS E4-2 24 c) Pratiques ou politiques durables en ce qui concerne les océans/mers	X				Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »
ESRS E4-2 24 d) Politiques de lutte contre la déforestation	X				Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »
ESRS E5-5 37 d) Déchets non recyclés	X				Section 3.2.6.3.3 « Indicateurs relatifs aux déchets »
ESRS E5-5 39 Déchets dangereux et déchets radioactifs	X				Section 3.2.6.3.3 « Indicateurs relatifs aux déchets »
ESRS 2- SBM3 - S1 14 f) Risque de travail forcé	X				Section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur » et section 3.3.2 « ESRS S1 - Effectif de l'entreprise »
ESRS 2- SBM3 - S1 14 g) Risque d'exploitation d'enfants par le travail	X				Section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S1-1 20 Engagements à mener une politique en matière des droits de l'homme	X				Section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux »
ESRS S1-1 21 Politiques de vigilance raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation internationale du travail			X		Section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux »
ESRS S1-1 22 Processus et mesures de prévention de la traite des êtres humains	X				Section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux »
ESRS S1-1 23 Politique de prévention ou système de gestion des accidents du travail	X				Section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur » et section 3.3.2.1.2 « La politique Prévention Santé Sécurité »
ESRS S1-3 32 c) Mécanismes de traitement des différends ou des plaintes	X				Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »

Points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section
ESRS S1-14 88 b) c) Nombre de décès et nombre et taux d'accidents liés au travail	X		X		Section 3.3.2.6.3 « Indicateurs relatifs à la santé sécurité »
ESRS S1-14 88 e) Nombre de jours perdus pour cause de blessures, d'accidents, de décès ou de maladies	X				Section 3.3.2.6.3 « Indicateurs relatifs à la santé sécurité »
ESRS S1-16 97 a) Écart de rémunération entre hommes et femmes non corrigé	X		X		Section 3.3.2.7.2.2 « Autres indicateurs liés à la diversité, mixité »
ESRS S1-16 97 b) Ratio de rémunération annuelle totale de la personne la mieux payée par rapport au niveau médian de rémunération annuelle totale (à l'exclusion de l'individu le mieux payé)	X				Section 3.3.2.4.1.6 « Rémunération, levier de performance et d'attractivité »
ESRS S1-17 103 a) Cas de discrimination	X				Section 3.3.1.2.8 « Focus sur les incidents graves en matière de droits humains pour les effectifs de l'entreprise », section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S1-17 104 a) Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme et des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.1.2.8 « Focus sur les incidents graves en matière de droits humains pour les effectifs de l'entreprise »
ESRS 2- SBM3 – S2 11 b) Risque important d'exploitation d'enfants par le travail ou de travail forcé dans la chaîne de valeur	X				Section 3.3.3 « ESRS S2 – Travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S2-1 17 Engagements à mener une politique en matière de droits de l'homme	X				Section 3.3.3.1 « Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S2-1 18 Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur	X				Section 3.3.3.1 « Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S2-1 19 Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme et des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S2-1 19 Politiques de diligence raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation internationale du travail			X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S2-4 36 Problèmes et incidents en matière de droits de l'homme recensés en amont ou en aval de la chaîne de valeur	X		X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S3-1 16 Engagements à mener une politique en matière de droits de l'homme			X		Section 3.3.4.1 « Politiques relatives aux communautés affectées »
ESRS S3-1 17 Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme, des principes de l'OIT et/ou des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S3-4 36 Problèmes et incidents en matière de droits de l'homme	X				Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS S4-1 16 Politiques en matière de consommateurs et d'utilisateurs finaux	X				Sections 3.3.5.1.1 « Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux » et 3.3.5.2.1 « Politique relative à la lutte contre la précarité énergétique pour les consommateurs et utilisateurs finaux »

Points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section
ESRS S4-1 17 Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme et des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.5.1.1 « Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux »
ESRS S4-4 35 Problèmes et incidents en matière de droits de l'homme	X				Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 »
ESRS G1-1 10 b) Non-respect de la Convention des Nations Unies contre la corruption	X				Non concerné
ESRS G1-1 10 d) Pas de politique en place pour la protection des lanceurs d'alerte	X				Non concerné
ESRS G1-4 24 a) Amendes pour infraction à la législation sur la lutte contre la corruption et les actes de corruption	X		X		Section 3.4.4.2 « Cas de corruption recensés »
ESRS G1-4 24 b) Normes de lutte contre la corruption et les actes de corruption	X				Section 3.4.4.1 « Le programme anti-corruption »

3.1.5.3 Référence des ESRS par question de durabilité

Le tableau ci-dessous reprend les enjeux de durabilité matériels pour EDF et y associe une ou plusieurs références parmi les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS. Les enjeux de durabilité définis par EDF ou celles dont la formulation est proche de celle de la référence des ESRS ne figurent pas dans ce tableau.

Enjeu de durabilité	Référence(s) dans les ESRS
Perte de biodiversité	Vecteurs directs de perte de biodiversité : Changement d'affectation des terres, changement d'utilisation de l'eau douce et des mers
Impact sur les écosystèmes	Impacts sur l'étendue et l'état des écosystèmes
Droits humains (S1)	Autres droits relatifs au travail - sous-enjeu : Travail des enfants/Travail forcé/Protection de la vie privée Conditions de travail - sous-enjeu : Salaires décents Conditions de travail - sous-enjeu : Liberté d'association/Négociation collective Conditions de travail - sous-enjeu : Protection sociale
Droits humains (S2)	Conditions de travail - sous-enjeux : Protection sociale/Temps de travail/Salaires décents/Dialogue social/ Liberté d'association/Négociation collective Égalité de traitement et opportunités pour tous - sous-enjeu : Mesures contre la violence et le harcèlement au travail Égalité de genre et salaires égaux pour un travail de même valeur/Emploi et inclusion des personnes avec handicap Autres droits relatifs au travail - sous-enjeu : Travail des enfants/Travail forcé/Protection de la vie privée
Droits humains (S3)	Droits économiques, sociaux et culturels des communautés – sous-enjeu : Logement adéquat Droits économiques, sociaux et culturels des communautés – sous-enjeu : Alimentation adéquate Droits économiques, sociaux et culturels des communautés – sous-enjeu : Eau et assainissement Droits économiques, sociaux et culturels des communautés – sous-enjeu : Impacts liés à la terre
Santé et sécurité de tous (S1)	Conditions de travail - sous-enjeu : Santé et sécurité Conditions de travail - sous-enjeu : Équilibre vie privée - personnelle
Santé et sécurité de tous (S3)	Droits économiques, sociaux et culturels des communautés - sous-enjeu : Impacts relatifs à la sécurité
Égalité, diversité et inclusion pour tous (S1)	Égalité de traitement et opportunités pour tous - sous-enjeu : Diversité Égalité de traitement et opportunités pour tous - sous-enjeu : Égalité de genre et salaires égaux pour un travail de même valeur Égalité de traitement et opportunités pour tous - sous-enjeu : Emploi et inclusion des personnes avec handicap
Dialogue et concertation avec les parties prenantes	Droits civils et politiques des communautés – sous-enjeu : Liberté d'expression Droits civils et politiques des communautés – sous-enjeu : Liberté de réunion Droits civils et politiques des communautés – sous-enjeu : Impacts sur les défenseurs des droits humains Droits des peuples autochtones – sous-enjeu : Consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause Droits des peuples autochtones – sous-enjeu : Auto-détermination Droits des peuples autochtones – sous-enjeu : Droits culturels
Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux	Inclusion sociale - sous-enjeu : Accès aux produits et services Impacts liés aux informations – sous-enjeu : Accès à l'information (de qualité)
Protection des données personnelles	Informations relatives aux impacts - sous-enjeux : Protection de la vie privée
Gouvernance	Culture d'entreprise
Éthique, conformité et transparence du lobbying	Dialogue politique et activités de lobbying Corruption et versement de pots-de-vin

3.1.5.4 Informations de l'état de durabilité incorporées par référence

Information concernée	Exigences de divulgation [1]	Renvois à d'autres parties de l'URD
La stratégie du groupe EDF	BP-2	Section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et section 1.3.2 « Priorités de la stratégie »
Les changements intervenus dans la stratégie du Groupe	BP-2	Section 1.2.3 « Faits marquants »
Le modèle d'affaires du groupe EDF (ainsi que les atouts et ressources et la création de valeur)	BP-2	Section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires » et section 1.4 « Description des activités du Groupe »
Les facteurs de risques du groupe EDF	GOV-5	Chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise »
Les risques généraux du Groupe	GOV-5	Section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »
La cartographie générale des risques du Groupe	GOV-5	Section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »
Les dispositifs de maîtrise de risque et de contrôle interne du groupe EDF	GOV-5	Section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités »
Le CECEG autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe	GOV-5	Section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »
Le périmètre de consolidation	BP-1	Section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - Note 3 « Périmètre de consolidation »
La composition, les missions, et pouvoirs, les compétences et expertises, le fonctionnement du Conseil d'administration d'EDF	GOV-1	Section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration »
La composition du Conseil d'administration	GOV-1	Section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »
Les comités du Conseil d'administration	GOV-1	Section 4.2.3 « Comités du Conseil d'administration »
La composition du Comex	GOV-1	Section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif »
Canaux de formation du Conseil d'administration aux sujets de responsabilité sociale et environnementale	GOV-1	Section 4.2.2.7 « Information et formations des administrateurs »
Les impacts, risques et opportunités, tous les sujets de durabilité traités par le Comité de responsabilité d'entreprise	GOV-1	Section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »
La liste des impacts, risques et opportunités importants a été présentée au Comité des risques et de l'audit et au Comité de responsabilité d'entreprise	GOV-1	Section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil d'administration »
Les rôles et les missions de la Référente climat du Conseil d'administration	GOV-1	Section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »
La Revue du plan de transition climatique du Groupe par le Comité de la stratégie	GOV-1	Section 4.2.3.1 « Comité de la stratégie »
Les attentes et intérêts des parties prenantes dans la stratégie et les objectifs du Groupe	SBM-2	Section 1.3.1 « Environnement et enjeux stratégiques »

(1) *Disclosure requirement DR.*

3.2 Informations environnementales

3.2.1 Système de management de l'environnement

L'environnement dans toutes ses dimensions est au centre des engagements du groupe EDF. Un système de management de l'environnement (SME) a donc été mis en place depuis plusieurs années pour assurer un impact environnemental le plus faible possible pour les différentes activités du Groupe.

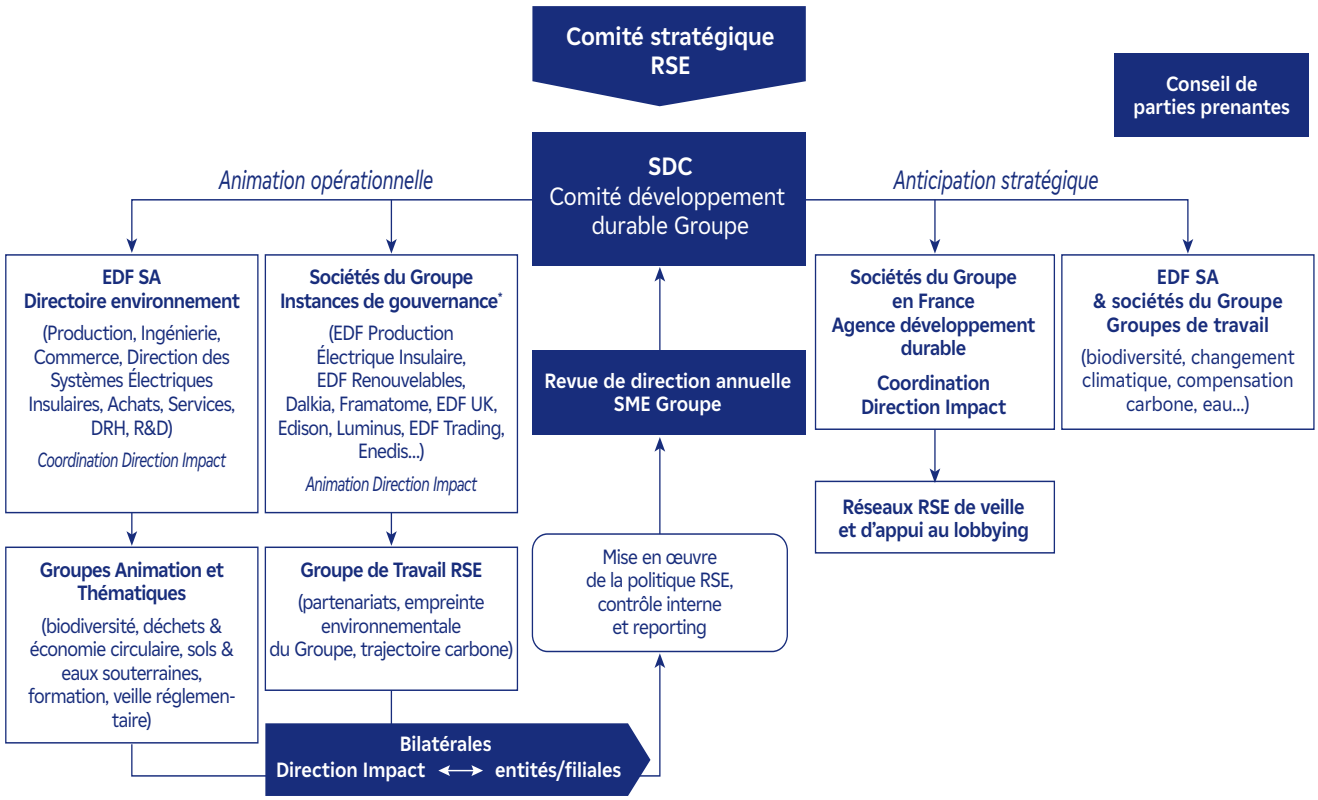
Le SME vise à assurer la déclinaison des engagements environnementaux de la politique RSE du groupe (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »). Ce système de management s'appuie sur les instances de gouvernance d'EDF (voir la section 3.1.2 « Gouvernance » et le chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise »).

Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité du Groupe met en place, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux, une démarche de management environnemental adaptée à ses propres enjeux, définit son organisation et les différents niveaux de responsabilité et autorité associées pour respecter ses engagements environnementaux et maîtriser ses risques par la mise à disposition de ressources (humaines et financières) appropriées.

Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes :

- de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements : chaque entité établit et met en œuvre un programme ou plan d'action environnemental prenant en compte les engagements du Groupe la concernant, ses aspects environnementaux significatifs, ses obligations réglementaires et en considérant ses risques et opportunités ;
- de l'amélioration de l'efficacité de ses organisations de façon appropriée aux enjeux : chaque entité est responsable ;
- de son contrôle interne, des audits internes et externes de son SME et des interfaces avec le SME Groupe ;
- d'un reporting de durabilité obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la Direction Impact les informations environnementales requises.

La Direction Impact assure la coordination générale du SME Groupe et les interfaces nécessaires avec EDF et les filiales à travers une animation opérationnelle du management de l'environnement qui implique la participation de chaque entité ayant des impacts environnementaux significatifs de niveau Groupe.



** Directoires environnement ou équivalent*

Le SME du Groupe est certifié par un organisme externe, l'AFNOR, selon la norme internationale ISO 14001 (version 2015). Tous les sites industriels sont couverts par un SME, et plus de 80 % par un SME certifié.

La dernière campagne d'audits de certification, menée par l'AFNOR sur la période d'avril 2023 à mars 2024, confirme que les systèmes de management de l'environnement des entités et filiales certifiées sont mis en œuvre efficacement et sont véritablement intégrés dans les pratiques et la culture du Groupe. La politique environnementale est jugée ambitieuse et à la hauteur des enjeux du groupe EDF, notamment sur les aspects climat et biodiversité. L'expertise et les compétences sont partagées avec les territoires, dans une logique de progression de la maîtrise des impacts environnementaux. Ces audits ont permis d'identifier 4 nouvelles non-conformités mineures, les non-conformités mineures de la précédente campagne d'audit ayant été levées. Les progrès sont principalement attendus sur le pilotage des plans d'action avec une meilleure analyse des causes et le suivi de l'efficacité des actions correctives, notamment en lien avec des actions de mise en conformité.

3.2.2 ESRS E1 - Changement climatique

Le groupe EDF entend jouer un rôle majeur dans la lutte contre le dérèglement climatique. L'ensemble de la gouvernance et des métiers de l'entreprise sont engagés dans cette direction. Les enjeux de trajectoire carbone et d'adaptation au changement climatique sont régulièrement examinés par le Comité exécutif, le Conseil d'administration, le Conseil scientifique et le Conseil des parties prenantes du Groupe. La contribution du Groupe à la décarbonation de l'économie occupe une place centrale dans la raison d'être, intégrée dans les statuts d'EDF en 2020, ainsi que dans le projet d'entreprise du Groupe « Ambitions 2035 ».

Le plan de transition climatique du groupe EDF, approuvé lors de l'Assemblée générale du 12 mai 2022 et dont la mise à jour a été validée en 2024 par le Conseil d'administration, structure et concrétise l'ambition climatique du Groupe. Il vise le zéro émission nette sur l'ensemble des activités du Groupe d'ici 2050 ainsi que la décarbonation des usages via l'électrification, soutenue par le développement de capacités additionnelles de production d'électricité bas carbone (voir la section 3.2.2.1.1.3 « Produire plus d'électricité bas carbone »). En outre, l'adaptation des infrastructures et processus aux risques climatiques physiques est une priorité au même titre que l'atténuation (voir la section 3.2.2.2 « Adaptation au changement climatique »). Ces deux axes sont soutenus par une gouvernance intégrant les enjeux climatiques, via une rémunération des dirigeants liée à la performance environnementale (voir la section 3.1.2.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération ») et la mobilisation des salariés via la formation et la sensibilisation.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Atténuation du changement climatique & énergie (*cf.* section 3.2.2.1)	Émissions de gaz à effet de serre	Les activités du Groupe et l'ensemble de sa chaîne de valeur produisent des émissions de gaz à effet de serre contribuant au changement climatique.	Court terme
	Décarbonation de l'économie	Les activités du Groupe auprès des clients, notamment via la diminution de la consommation énergétique (sobriété et efficacité énergétique) et l'accompagnement vers une consommation énergétique bas carbone contribuent à la transition bas carbone de l'économie.	Long terme
	Décarbonation du mix énergétique	Les activités du Groupe de production d'électricité bas carbone et de services énergétiques ont un impact positif sur la décarbonation du mix énergétique.	Long terme

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Atténuation du changement climatique & énergie (*cf.* section 3.2.2.1)	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions réglementaires ou l'augmentation du prix de carbone peuvent conduire à des dépréciations d'actifs.
	Développement des usages de l'électricité décarbonée et des services énergétiques	Le contexte de nécessaire décarbonation de l'économie peut créer des opportunités de revenus, de nouveaux marchés pour le Groupe et de nouvelles sources de financement, via le développement de nouvelles capacités de production bas carbone, de technologies innovantes, d'offres vertes et bas carbone (autoconsommation, efficacité énergétique, mobilité électrique, etc.) et la participation à des projets de recherche.
Adaptation au changement climatique (*cf.* section 3.2.2.2)	Risques physiques	Les risques liés aux évènements extrêmes et chroniques peuvent impacter l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe et notamment ses moyens de production, de transport et distribution, ainsi que les conditions de travail des salariés et prestataires.

La décarbonation de l'énergie et l'électrification de l'économie sont au premier rang des priorités pour réussir l'atteinte du zéro émission nette d'ici 2050. L'Accord de Paris sur le climat donne l'opportunité pour le Groupe, en tant que premier producteur d'électricité au monde [1] sans émissions directes de CO_2, de s'inscrire comme un acteur clé de la décarbonation de l'économie. Le besoin des clients de diminuer leurs propres émissions ouvre des perspectives pour le développement de nouvelles offres d'énergie et de services énergétiques. En parallèle, la production et la distribution d'énergie impliquent l'émission de GES, que ce soit par la combustion de sources fossiles, l'utilisation de fluides réfrigérants, ou indirectement par la construction des infrastructures. L'extraction et le transport de combustibles fossiles et nucléaires, ainsi que la décomposition de matières organiques dans les réservoirs d'ouvrages hydrauliques notamment en région tropicale, contribuent également à l'empreinte carbone. Les risques climatiques tels que les vagues de chaleur, les sécheresses accrues ou les pluies intenses peuvent impacter la production d'électricité et engendrer des risques de non-assurabilité.

(1) Selon le benchmark annuel des producteurs d'électricité : power-producers-ranking.enerdata.net/.

Le changement climatique étant un problème de stock (accumulation de gaz à effet de serre) plutôt que de flux, ses impacts sont déjà présents, du fait des émissions passées. Il est donc essentiel de bâtir la robustesse du système électrique qui contribue à l'atteinte de la neutralité carbone. Dès la publication du 1er rapport du GIEC dans les années 1990, EDF a fait le choix de mettre en place des actions de recherche sur le système climatique et ses évolutions. Le groupe EDF s'engage à évaluer les impacts du changement climatique sur ses activités, à adapter ses installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et plus résilientes aux situations extrêmes et à intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception de ses nouvelles installations. Le Groupe s'appuie sur les scénarios les plus défavorables du GIEC en termes de réchauffement et considère un horizon à moyen et long termes (2050 à 2100), en raison de la longue durée de vie de ses infrastructures.

Le sous enjeu de durabilité « Énergie », défini par les ESRS, est intégré à celui de l'atténuation du changement climatique, compte tenu de la proximité des politiques, actions, objectifs et indicateurs dans le contexte des activités d'EDF.

En complément de la méthodologie suivie pour l'ensemble des normes, décrite en 3.1.4.1.1 « Méthodologie », l'identification des IROs pour la norme E1 a été réalisée sur la base de sources internes, telles que le bilan de gaz à effet de serre du Groupe ou l'ACV (1) nucléaire, et externes, telles que les scénarios publics de transition, les données de l'ADEME ou du centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA).

Les risques physiques liés au changement climatique sont identifiés comme matériels, en cohérence avec la cartographie des risques pour le Groupe qui inclut le risque climatique comme risque prioritaire à l'échelle du Groupe depuis 2018.

L'enjeu d'atténuation du changement climatique représente une opportunité pour le Groupe dans la mesure où son modèle d'affaires, fondé sur la production d'électricité bas carbone (énergie nucléaire et énergies renouvelables) et l'accompagnement dans les usages décarbonés, est aligné avec les scénarios de décarbonation ambitieux.

Des impacts actuels significatifs ont été évalués pour les risques et opportunités matériels, voir pour plus de détails la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

3.2.2.1 Atténuation du changement climatique

3.2.2.1.1 Politiques liées à l'atténuation du changement climatique

Face à l'urgence climatique, le groupe EDF veut faire émerger, partout où il est présent, un nouveau modèle énergétique, moins émetteur de CO_2, plus efficace, plus respectueux de l'environnement et des populations, conformément à sa raison d'être. Pour se mobiliser en conséquence, le Groupe met en œuvre un plan de transition climatique, articulé autour de trois axes, porté aux plus hauts niveaux de gouvernance du Groupe, avec la nomination de référents climat au sein du Conseil d'administration et du Comité exécutif du Groupe. Le groupe EDF s'inscrit dans une démarche de redevabilité axée sur les 10 recommandations du Groupe d'experts des Nations Unies sur l'engagement *Net Zero* des organisations non étatiques (UN HLEG).

3.2.2.1.1.1 Une ambition « Zéro émission nette » soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse

Le groupe EDF est le premier producteur mondial d'électricité sans émissions directes de CO_2. Rapportées à sa production, les émissions de CO_2 du Groupe sont très inférieures à celles d'autres grands producteurs d'électricité. En accord avec ce rôle de chef de file de décarbonation de l'économie, ainsi qu'avec sa raison d'être visant à construire un avenir énergétique neutre en CO_2, le groupe EDF s'est fixé l'objectif d'atteindre le « Zéro émission nette » (ou « *Net Zero* ») sur l'ensemble de ses activités d'ici 2050. Cet engagement couvre les émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble des Scopes (1, 2 et 3) (2) et sur l'ensemble des régions géographiques (3). Il s'appuie sur la définition inscrite dans la CSRD (4). L'ambition *Net Zero* du Groupe est rattachée à la politique RSE, dont la responsabilité est portée par la Direction Impact, et à la stratégie d'entreprise Ambitions 2035. Les résultats sont présentés au Comex annuellement.

***Net Zero* à 2050**	**Réduction des émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi nulles d'ici 2050**
	Réduction d'au moins 90 % des émissions directes et indirectes (1)
	Neutralisation des émissions résiduelles par des puits de carbone à haute intégrité (2)

(1) Par rapport à l'année de référence utilisée pour la définition des objectifs 2030.

(2) Neutralisation après 2030 uniquement, en lien avec les principes définis dans le rapport du groupe d'experts de haut niveau des Nations Unies sur les engagements Net Zero des entités non étatiques (novembre 2022).

Cette ambition long terme est soutenue par des objectifs de réduction court et moyen termes qui sont établis et revus régulièrement, et se traduisent en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et entités du Groupe. La trajectoire carbone du Groupe, dont les objectifs ont été renforcés en 2023, a été validée comme compatible avec un scénario de réchauffement de 1,5 °C par Moody's (voir la section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique »).

Ces objectifs portent sur les émissions directes et indirectes du Groupe. Au-delà d'impliquer le suivi des émissions Groupe, la définition de la trajectoire carbone contribue à l'orientation des choix stratégiques et des investissements du Groupe.

(1) Analyse du cycle de vie.
(2) Pour la définition des 3 Scopes, voir la section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES ».
(3) Pour les précisions sur le périmètre retenu, voir la section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES ».
(4) *Annex II Acronyms and Defined Terms, Net-zero target.*

Actionner les différents leviers de décarbonation de la production d'électricité

Depuis une vingtaine d'années, le Groupe a mis en œuvre et accompagné la fermeture d'un grand nombre de tranches charbon en Europe, ainsi que de l'ensemble de ses chaudières fioul de forte puissance, ce qui explique que la production d'électricité à base de charbon et fuel ne représente plus que 1 % de sa production en moyenne depuis 2020. Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [1] qui promeut dans le cadre de l'Accord de Paris la sortie du charbon, dès 2030, dans les pays européens, et avant 2050 pour le reste du monde et a renforcé son engagement depuis 2020, qui implique de ne plus produire d'électricité à partir de charbon (et fioul lourd) d'ici 2027 en Europe et 2030 dans le reste du monde. Le Groupe s'est également engagé à ne pas financer d'activités charbon non présentes dans son portefeuille en 2019. Le Groupe œuvre au verdissement de ses réseaux de chaleur, et a défini un ensemble de critères en faveur du thermique décarboné (voir la section « Réduction des émissions directes ») permettant d'aligner ses activités fossiles avec ses engagements climatiques.

Dans les territoires insulaires, le groupe EDF réalise, par exemple, la substitution progressive du fioul par de la biomasse liquide dans les centrales thermiques existantes (voir la section 3.2.2.1.2.1.1. « Réduction des émissions directes » et le paragraphe « Décarbonation des territoires insulaires »). Enfin, le Groupe utilise dès que possible des technologies alternatives aux gaz fluorés utilisés comme fluides réfrigérants et travaille à la réduction de leur impact carbone.

Les activités gazières représentent en 2024, environ 75 % des émissions de GES de Scope 1 à travers la production d'électricité et de chaleur à partir de gaz naturel. Le groupe EDF a défini un ensemble de critères internes permettant d'aligner ses activités gazières avec ses engagements climatiques :

- l'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègre dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités en cohérence avec les objectifs 2030 et 2050 du Groupe. Tout projet de développement doit démontrer sa contribution à la transition énergétique des territoires et intégrer dans son *business plan* le respect de l'objectif *Net Zero* du Groupe à l'horizon 2050 ;
- le groupe EDF travaille en permanence à optimiser les performances énergétiques et environnementales de son parc thermique, de façon à réduire ses émissions de CO_2 mais aussi à rendre plus de services au système électrique (voir la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes » et le paragraphe « Décarbonation du thermique fossile »). Par exemple, la révision approfondie du cycle combiné gaz de Ringvaart, réalisée en 2022, a permis d'améliorer le rendement de cette centrale située au nord de Gand (Belgique), se traduisant par une baisse des émissions d'environ 3 500 tonnes de CO_2 par an, en fonction du nombre d'heures de fonctionnement ;
- le Groupe s'engage dans le développement de nouveaux projets gaz (cycle combiné gaz – CCG), uniquement si le projet contribue à réduire l'intensité carbone du système électrique du pays concerné ou relève de la sécurité d'approvisionnement du pays. Lorsque cela est techniquement et économiquement faisable, le projet recourt à des solutions permettant de réduire ses émissions directes, comme le gaz vert, l'hydrogène ou le captage et le stockage du CO_2 (voir le chantier « thermique décarboné » du groupe EDF dans la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes ») ;
- enfin, le groupe EDF accompagne le développement de la filière biogaz, chaque fois que le modèle économique d'un projet est viable dans la durée.

Cette ambition de décarbonation de la production se traduit en un objectif de baisse de l'intensité carbone de la production d'électricité et de chaleur du Groupe.

Soutenir la décarbonation du portefeuille de clients gaz

Les ventes de gaz fossile d'EDF à des clients finaux contribuent de manière significative à ses émissions Scope 3 (voir la section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES »). Réduire les émissions du Groupe par le seul transfert de contrats de vente de gaz à d'autres fournisseurs ne présente cependant que peu d'intérêt vis-à-vis des émissions globales vers l'atmosphère. Le groupe EDF s'engage donc à soutenir activement ses clients gaz dans leur cheminement vers la neutralité carbone et favoriser ainsi la décarbonation de l'économie. Cette démarche définit le rôle de « Gazier Responsable » d'EDF, en ligne avec le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et se décline en quatre axes : guider les clients gaz du Groupe vers la décarbonation et l'efficacité énergétique ; accélérer le passage du gaz fossile à l'électricité ; contribuer à la décarbonation des sources d'énergie ; et plaider pour des changements réglementaires afin de soutenir la décarbonation.

Atténuation en dehors de la chaîne de valeur et neutralisation des émissions résiduelles

Pour le groupe EDF, la neutralisation des émissions résiduelles constitue l'étape ultime d'une démarche d'atteinte du « Zéro émission nette ». L'achat de crédits carbone ne doit ainsi en aucun cas se substituer à une stratégie de réduction drastique des émissions directes et indirectes du Groupe.

Le groupe EDF ambitionne de privilégier l'utilisation de projets dits à « émissions négatives » pour neutraliser ses émissions résiduelles à l'horizon 2050, par rapport aux projets dits à « émissions évitées ». Ces projets de séquestration carbone correspondent soit à des solutions naturelles, via le stockage de carbone dans les forêts ou dans les sols, projets qui sont susceptibles d'embarquer des co-bénéfices pour la biodiversité ou l'adaptation au changement climatique mais dont la permanence est difficile à assurer ; soit à des solutions technologiques, comme les projets de bioénergie équipés de captage et stockage de CO_2 (BECCS). De plus, les projets financés sont criblés au préalable pour s'assurer qu'ils respectent des critères de haute intégrité, sur la base des *Core Carbon Principles* définis par *l'Integrity Council for the Voluntary Carbon Market* (iC-VCM) [2], comme décrit dans la politique contribution carbone Groupe.

En ligne avec la définition du *Net Zero* reprise dans la CSRD, le volume d'émissions neutralisé via des crédits retirés en 2050 correspondra au maximum à 10 % des émissions du Bilan carbone total de l'année de référence du groupe EDF (c'est-à-dire à environ 16 $MtCO_2e$ maximum). Par ailleurs, en conformité avec les règles de comptabilité carbone en vigueur [3], les unités de séquestration ou de réduction issues de projets déjà financés par le groupe EDF ne sont pas déduites du bilan de gaz à effet de serre et font l'objet d'une comptabilisation séparée.

3.2.2.1.1.2 Développer les usages de l'électricité, l'efficacité énergétique et les services énergétiques innovants

Le développement des usages de l'électricité bas carbone forme l'un des axes de travail essentiels dans la lutte contre le réchauffement climatique, en permettant la réduction de l'empreinte carbone des clients du Groupe. Cela se traduit notamment pour la France par un objectif de 150 TWh de demande électrique additionnelle, par rapport à 2023, d'ici 2035 en remplacement des énergies carbonées. Cette ambition, réplicable dans tous les pays où le Groupe opère, est en ligne avec l'ensemble des scénarios de décarbonation, notamment de l'AIE et du NGFS, ainsi que la stratégie nationale bas carbone française. La politique associée vise à accompagner les clients et les territoires dans la décarbonation de leurs activités, via une large palette d'offres adaptées aux différents marchés, permettant d'exploiter les opportunités de revenus, de nouveaux marchés pour le Groupe et de nouvelles sources de financement, via le développement de solutions de sobriété, de technologies innovantes, d'offres bas carbone (autoconsommation, efficacité énergétique, mobilité électrique, etc.).

(1) poweringpastcoal.org/members
(2) icvcm.org/the-core-carbon-principles/
(3) *GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard*, WRI-WBCSD, 2015.

Cela suppose de disposer en parallèle des conditions favorables à un tel développement, via le renforcement de la robustesse, de l'intelligence et de la flexibilité du réseau, une meilleure gestion de l'intermittence et de la flexibilité et un développement du stockage, la recherche d'innovations techniques et financières pour fournir une électricité durable et à un prix raisonnable, et une exigence de qualité du service proposé.

Cette politique s'applique aux activités de distribution et aux activités de commercialisation du Groupe (voir la section 1.4 « Description des activités du Groupe »). Elle relève de la stratégie d'entreprise coordonnée au niveau Comex.

3.2.2.1.1.3 Produire plus d'électricité bas carbone

Le GIEC classifie les technologies de production d'électricité en technologies dites carbonées, c'est-à-dire basées sur des combustibles fossiles (comme le gaz ou le charbon) sans dispositif de captage et de séquestration du carbone et générant donc des émissions directes de gaz à effet de serre ; en technologies dites bas carbone, c'est-à-dire avec peu voire sans émissions directes [1] de gaz à effet de serre (comme l'hydraulique, le nucléaire, l'éolien et le solaire, la bioénergie, les fossiles avec capture et stockage de carbone (CCS)).

Selon le dernier classement annuel de Enerdata [2], et du fait notamment de l'importance de son parc de production nucléaire et hydroélectrique, le groupe EDF est le premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2. Le mix de production d'électricité du Groupe en 2024 est décarboné à 94 %.

Le Groupe se fixe l'objectif de produire plus d'électricité bas carbone avec toutes les technologies qui y concourent, en s'appuyant sur le nucléaire et toutes les formes de renouvelables. Pour cela, le Groupe ambitionne de maximiser la disponibilité et la durée de fonctionnement de l'ensemble de ses actifs bas carbone, en particulier son parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance, de construire de nouveaux réacteurs nucléaires de grande et de petite puissance, et d'accélérer le développement des énergies renouvelables. Cette ambition est alignée avec les scénarios climatiques compatibles avec l'Accord de Paris, qui mettent tous en avant la nécessité de subvenir à la demande liée à l'électrification des usages par des technologies bas carbone, tout comme le scénario *Net Zero* d'EDF au niveau européen [3]. Elle se traduit en objectifs de production nette d'électricité bas carbone et de développement de capacité renouvelable brute (voir la section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique »).

Dans le cadre de sa stratégie, le Groupe s'est également fixé l'objectif de poursuivre le déploiement de moyens de flexibilité permettant d'assurer la stabilité des réseaux. S'agissant de la flexibilité de la production, en complément de la flexibilité déjà apportée par les parcs nucléaire et hydroélectrique, le Groupe va développer des moyens de stockage et décarboner des moyens de production thermique à flamme. Du côté des clients, les solutions de flexibilité passent par le pilotage des consommations (afin de placer celles-ci au moment le plus avantageux pour le système électrique), notamment via la recharge « intelligente » des véhicules électriques, ou l'effacement des consommations.

Enfin, les réseaux publics gérés par Enedis, EDF SEI et Strasbourg Électricité Réseaux devront poursuivre leur transformation afin de répondre aux enjeux du système électrique de demain et aux nouveaux besoins de raccordements (renouvelables, bornes de recharge électrique, etc.).

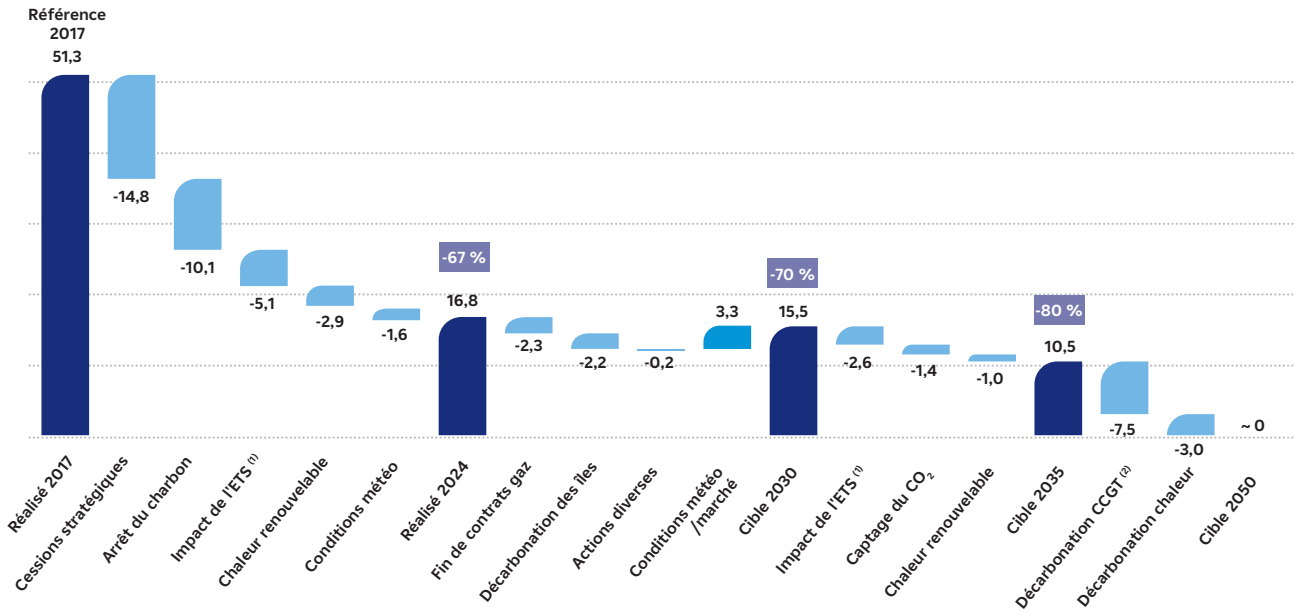
3.2.2.1.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique

Afin d'atteindre les objectifs qu'il s'est fixés (voir la section 3.2.2.1.1 « Politiques liées à l'atténuation du changement climatique »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'actions qui s'inscrit dans la stratégie du Groupe. Ce plan est coordonné avec le chantier « Stratégie Neutralité Carbone » du groupe EDF.

3.2.2.1.2.1 Opérations propres : réduire les émissions directes du Groupe, produire plus d'électricité bas carbone

3.2.2.1.2.1.1. Réduction des émissions directes

Trajectoire net zéro Scope 1 entre 2017 et 2050
(en $MtCO_2e$)



(1) EU ETS : European Emissions Trading Scheme.

(2) CCGT : cycle combiné gaz thermique.

(1) Cela n'inclut pas les émissions liées à la chaîne d'approvisionnement en carburant et au cycle de vie des autres constituants du système de production.
(2) Il s'agit du benchmark annuel des producteurs d'électricité : power-producers-ranking.enerdata.net/
(3) www.edf.fr/groupe-edf/edf-en-bref/publications-de-reference/edf-scenario-net-zero-2050

Actions de réduction des émissions directes	
Cessions stratégiques	Cessions stratégiques d'actifs carbonés, notamment en Pologne
Arrêt du charbon	Fermeture des centrales charbons de Cottam (FR), West Burton A (UK) et Le Havre 4 (FR), avec prise en charge et reconversion du personnel
Impact de l'ETS	Réduction de l'appel par le réseau des cycles combinés gaz du fait du prix du CO_2 dans le marché européen de gaz à effet de serre (ETS) et de l'injection prioritaire des énergies renouvelables.
Chaleur renouvelable	Verdissement des réseaux de chaleur gérés par le Groupe par le recours à la biomasse, récupération de chaleur fatale, géothermie et thalassothermie
Optimisation des appels aux moyens de production bas carbone (conditions météo)	Optimisation des appels aux différents moyens de production en fonction des conditions météo : très faible fonctionnement des cycles combinés gaz au Brésil en 2023 du fait des conditions d'hydraulicité
Fin de contrats	Baisse prévue de niveau de production liée à la fin de PPA [1] pour la centrale de Norte Fluminense au Brésil, transfert de la centrale de MECO au Vietnam à l'échéance du contrat de type *Build Operate Transfer*
Décarbonation des îles	Remplacement du fioul lourd et léger utilisés dans les zones non interconnectées par de la biomasse liquide, en cohérence avec leur Programmation pluriannuelle de l'énergie locale
Actions diverses	Réduction des émissions diffuses de SF_6 issues des matériels de transmission et de distribution de l'électricité ainsi que des émissions diffuses de HFC issues des climatisations ; électrification complète de la flotte de véhicules légers du groupe EDF dans le cadre de l'engagement EV100
Captage du CO_2	Mise en service d'un premier équipement de captage et stockage du CO_2 sur un cycle combiné gaz du groupe EDF en Italie Voir « Décarbonation du thermique fossile du groupe EDF »

Sortie du charbon

L'une des actions prépondérantes pour l'atteinte des cibles de réduction d'émissions directes consiste à sortir du charbon pour la production d'électricité au périmètre Groupe, en 2027 en Europe et en 2030 au plus tard pour le reste du monde. Environ 80 % des dernières tranches charbon exploitées par le groupe EDF ont été fermées entre septembre 2019 et décembre 2023. Les unités charbon fermées depuis 1995 par EDF ont permis une réduction des émissions annuelles de gaz à effet de serre du secteur électrique européen estimée à plus de 45 $MtCO_2e$. Les fermetures sont toutes accompagnées de mesures de reclassement des salariés au sein du Groupe et d'actions pour développer de nouvelles activités économiques locales. Voir la section 3.3.4.4.3 « Des bénéfices pour les populations locales ».

Limitation du recours aux centrales à charbon en 2024

En 2024, la production d'électricité et de chaleur à partir de charbon n'a représenté que 0,13 % de la production totale du groupe EDF. Ces actifs de production ne sont utilisés qu'en périodes dites « de pointe » et de situations de crise sur le marché de l'énergie [2].

Fermetures à venir de tranches charbon exploitées et retrait de tranches non contrôlées, d'ici à 2030 au plus tard

Depuis avril 2021, le groupe EDF n'exploite plus que deux unités charbon en Europe, localisées sur la centrale de Cordemais (Loire-Atlantique). L'arrêt définitif de la centrale de Cordemais, initialement envisagé en 2022, est désormais envisagé en 2027, compte tenu des besoins exprimés par RTE dans ses derniers bilans prévisionnels [3]. Le Groupe est également engagé dans une démarche de retrait de ses actifs charbon non contrôlés en Chine.

Cas des chaudières fioul lourd de forte puissance

En parallèle de la fermeture des chaudières charbon, le groupe EDF a fermé l'ensemble de ses chaudières fioul de forte puissance entre 2000 et 2018, représentant une capacité installée de 6,8 GWe.

Décarbonation des territoires insulaires

La Corse et les Outre-mer, en tant que zones non interconnectées (ZNI) au système électrique continental, font l'objet de Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) spécifiques, qui fixent des objectifs ambitieux de décarbonation et d'indépendance énergétique (autonomie énergétique des territoires d'outre-mer à l'horizon 2030 et de la Corse d'ici 2050). Les installations thermiques, principalement des moteurs au fioul lourd ou au gasoil et des turbines à combustion (TAC), jouent historiquement un rôle important dans ces zones. Elles contribuent à la sûreté du système électrique, à la production d'électricité de certains territoires, permettent de faire face à la forte saisonnalité de la consommation électrique et pallient l'intermittence des énergies renouvelables dans des systèmes électriques qui ne peuvent avoir recours aux importations en cas de pic de demande ou de défaut de production. La décarbonation de ces moyens de production est un levier clé pour l'atteinte de la neutralité carbone de ces territoires, et passe par une sortie des combustibles fossiles.

Substitution du fioul

En 2024, le groupe EDF a poursuivi la substitution progressive du fioul par des bioliquides, prévue entre 2023 et 2029, dans les centrales thermiques existantes exploitées par EDF SEI [4] et EDF PEI [5], en cohérence avec les Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) des différents territoires. La centrale EDF PEI de Port Est à la Réunion a été la première centrale totalement convertie aux bioliquides fin 2023. La conversion des autres centrales est prévue progressivement, et des nouveaux des projets sont en cours ou à venir en Guyane et en Corse. Ainsi, en 2024, EDF PEI a progressé sur la construction d'une centrale fonctionnant aux bioliquides au Larivot en Guyane, en vue du remplacement de la centrale au fioul de Dégrad-des-Cannes.

(1) Power Price Agreement.
(2) Le Conseil constitutionnel exige que la hausse du plafond d'émissions des installations de production d'électricité à partir d'énergie fossile réponde à une menace grave pour la sécurité d'approvisionnement en électricité (Décision n° 2022-843 DC du 12 août 2022).
(3) Selon le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France publié par RTE en 2021, le maintien de la centrale de Cordemais à l'horizon 2024-2026 offre une sécurité appréciable dans un scénario de faible disponibilité du nucléaire ou de non-inflexion des trajectoires sur les renouvelables, ainsi que dans l'éventualité d'une mise en service différée de l'EPR de Flamanville.
(4) EDF SEI : EDF Systèmes Énergétiques Insulaires.
(5) EDF PEI : EDF Production Électrique Insulaire.

Systèmes de management de l'énergie

Un système de management de l'énergie (certification ISO 50001) a été mis en place de manière volontaire sur sept des huit sites de production thermique les plus importants de SEI. En parallèle, EDF PEI met en place des actions d'optimisation de l'efficacité énergétique dans ses centrales.

Projets 100 % énergies renouvelables

Des projets 100 % énergies renouvelables pour les micro-réseaux isolés ont été développés (ex. : dans les communes de l'intérieur en Guyane, Mafate à la Réunion). D'autres actions sont mises en œuvre par EDF dans les Zones Non Interconnectées, comme les actions de maîtrise de l'énergie (ex : chauffe-eaux solaires, isolants, brasseurs d'air...), les projets d'augmentation du productible des centrales hydrauliques en exploitation, le développement de solutions technologiques pour améliorer l'intégration des énergies renouvelables intermittentes sur le réseau (ex. : batteries, compensateurs synchrones, système de management de l'énergie...).

Verdissement des réseaux de chaleur

Le groupe EDF, à travers sa filiale Dalkia, gère plus de 330 réseaux urbains de chaleur et de froid. Il est un des *leaders* des services énergétiques en France. Le taux d'énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) dans ses réseaux de chaleur en France est de 65,5 % en 2024 (1).

Le verdissement des réseaux de chaleur passe par le développement de l'utilisation de la biomasse, la valorisation des déchets, la récupération de chaleur fatale, la géothermie et la thalassothermie.

En 2024, Dalkia a réalisé plusieurs projets de verdissement comme le réseau de chaleur de Marne-et-Gondoire (77) alimenté à 100 % par des énergies renouvelables bas carbone et le réseau de chaleur de Luneville avec 100 % d'énergie renouvelable locale.

Dalkia a signé le projet de décarbonation du réseau de Chaleur de la Cluse de Chambéry (R3C) avec plus de 94 % d'énergies renouvelables et de récupération permettant d'éviter l'émission de 75 000 tonnes de CO_2 sur 25 ans. À l'échelle mondiale, le charbon représente 1,37 % de la production de chaleur de Dalkia en 2024, qui n'utilise plus ce combustible dans la production de chaleur en France, en cohérence avec les dispositions de la Programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le recours aux énergies renouvelables, aux prestations d'efficacité énergétique et aux cogénérations gaz permet à Dalkia de réduire les émissions de gaz à effet de serre de ses clients et a permis d'éviter 4,5 $MtCO_2e$ en 2024 (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

Décarbonation du thermique fossile du groupe EDF

Le Chantier stratégique « thermique décarboné », transverse au Groupe, a pour objectif d'identifier les différents dispositifs ou techniques de décarbonation pour les moyens de production thermique (chaudières, cycles combinés, turbines à combustion, moteurs) qui fonctionnent classiquement avec des combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et fioul). L'identification de ces techniques de décarbonation doit permettre la construction de moyens neufs thermiques bas carbone en réponse aux appels d'offres ou enchères de capacité émis par les gestionnaires de réseau.

Les solutions de décarbonation profondes identifiées comme techniquement matures à court/moyen terme sont les suivantes :

- à l'amont : utilisation de combustibles « décarbonés » (biomasse solide, biogaz, bioliquides, hydrogène bas carbone, combustibles de synthèse) ;
- à l'aval : captage de CO_2 pour stockage (CCS) et/ou utilisation d'une partie du CO_2 émis (CCU).

Des feuilles de route ont été définies et sont en cours de mise en œuvre pour instruire l'ensemble des opportunités de décarbonation des moyens de production existants et pour permettre la maîtrise des solutions développant de nouvelles capacités thermiques bas carbone en cas de besoin du système électrique. Par exemple :

- en France continentale, en juin 2024, des essais de fonctionnement avec un bioliquide (*hydrotreated vegetable oils*, conforme à la directive RED II) ont été conduits sur une TAC. Les résultats de ce deuxième essai (après un 1er en juillet 2023), positifs, ont permis de sécuriser les aspects techniques et environnementaux de cette conversion de TAC au bioliquide ;
- en Belgique, le cycle combiné gaz (870 MW) en cours de construction à Seraing, pourra fonctionner avec un mélange intégrant de l'hydrogène, dans une proportion de 50 % en volume, permettant une réduction des émissions de 23 %. Le site de Seraing dispose des espaces nécessaires pour le déploiement de technologies pilotes de décarbonation ou de captage de CO_2. Avec un rendement de 63 %, la future centrale émettra environ 320 kg de CO_2 par MWh produit, soit 20 % de moins que la centrale actuelle. La construction de cette centrale s'inscrit dans le cadre du mécanisme de rémunération des capacités mis en place à l'initiative du gouvernement fédéral belge, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays à partir des années 2025-2026 ;
- voir le paragraphe « Décarbonation des territoires insulaires » concernant les actions d'EDF SEI et EDF PEI en la matière.

Réduction des émissions de SF_6

Les gaz fluorés comme l'hexafluorure de soufre (SF_6) et les hydrofluorocarbures (HFC), utilisés comme fluides réfrigérants, sont de puissants gaz à effet de serre. Leurs émissions en 2024 sont estimées pour l'ensemble du groupe EDF à 143 ktonnes de CO_2e, soit environ 0,85 % des émissions directes (Scope 1) du groupe EDF. Les émissions se produisent au cours de fuites pendant le processus de fabrication et durant le cycle de vie. Dès que cela est technologiquement et économiquement possible, le groupe EDF utilise des technologies alternatives au SF_6. L'ensemble des métiers du groupe EDF travaille en outre à réduire l'impact carbone des HFC, dans la limite des contraintes technologiques.

EDF a engagé un programme de R&D (Projet Zéro SF_6) qui vise à expérimenter les technologies innovantes des disjoncteurs 145 kV proposant des alternatives à l'utilisation du SF_6, avant leur déploiement à partir de 2028 (en conformité avec l'échéance de la réglementation européenne FGASIII). Ces expérimentations sont menées en 2024 sur des sites du parc hydroélectrique et des sites SEI.

Parc nucléaire

EDF mène une politique volontariste pour réduire des fuites de SF_6 sur son parc nucléaire, notamment via la mise en place, depuis 2019, d'un plan d'actions spécifique visant à ramener tous ses équipements à leur taux de fuite de conception, soit 1,0 % par an et qui a permis une baisse des émissions totales de 62,6 % (baisse de 90,8 % depuis 2008). EDF déploie différentes innovations technologiques pour confirmer dans la durée la maîtrise de ses émissions : des revêtements alternatifs permettant la protection contre la corrosion, mais aussi des dispositifs novateurs de récupération du SF_6 et de colmatage. La démarche mise en place par EDF s'inscrit dans le cadre d'une démarche de type ALARA (*As Low As Reasonably Achievable*), adaptée aux enjeux de sûreté des tranches et de sécurité du réseau. En 2023, le Groupe a atteint son objectif de manière collective pour la première fois, avec un taux global de fuite pour le parc de 0,94 %. En 2024, ce résultat est en légère dégradation (notamment sur quelques sites bord de mer) avec un taux global d'émissions à l'atmosphère (qui comprend les émissions relatives aux fuites, à la maintenance et aux avaries) de 1,05 % de la masse de SF_6 installée. Les objectifs collectifs de fuite du Groupe restent inchangés et fixés à 1,0 %.

Distribution

Les émissions de SF_6 du gestionnaire de réseau de distribution Enedis (2) sont de l'ordre de 410 kg en 2024. Le plan d'action mis en œuvre par Enedis pour réduire ces émissions s'appuie notamment sur le déploiement, depuis juillet 2021, d'un nouveau palier technique de disjoncteurs à coupure dans le vide (c'est-à-dire sans SF_6) pour les tableaux HTA neufs équipant les postes primaires HTB/HTA. Le SF_6 des anciens disjoncteurs est récupéré et régénéré à plus de 90 %. Dans la continuité de ce premier succès, Enedis noue des partenariats avec des fournisseurs pour évaluer des solutions alternatives reposant sur des gaz naturels exempts de toute forme de toxicité pour les postes secondaires.

(1) Donnée 2024 des réseaux Dalkia référencés au SNCU (Syndicat national du chauffage urbain) et de la climatisation urbaine.
(2) Gestionnaire du réseau public de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

Réduction des émissions de HFC

Les HFC sont utilisés comme fluides réfrigérants dans les groupes froids industriels et les climatisations tertiaires. Afin de réduire les émissions de gaz fluorés, le règlement (UE) n° 517/2014 relatif aux gaz à effet de serre fluorés (dit F-GAZ) met en place une réduction progressive des émissions de HFC dans l'UE, via un système de quotas et un calendrier de réduction progressive de la quantité de HFC que les importateurs et les producteurs peuvent mettre sur le marché chaque année. Ce règlement européen est en cours d'évolution. Cette réglementation européenne vise une réduction de 95 % des volumes de HFC (en CO_2e) présents sur le marché d'ici 2030 par rapport à 2015.

À la suite de l'interdiction réglementaire d'utilisation des CFC puis HCFC (R11 et R12 puis R22), EDF a engagé - à partir de 2014 - un programme de remplacement des fluides frigorigènes à fort pouvoir de réchauffement planétaire (CFC et HCFC) par des fluides frigorigènes moins nocifs (HFC), entraînant une très forte réduction des émissions en tonnes équivalent CO_2. Aujourd'hui, les fluides frigorigènes les plus utilisés sur le parc de production EDF (environ 90 %) ont un potentiel de réchauffement planétaire (PRP) inférieur ou égal à 1 430. Des études ont été engagées par EDF pour évaluer les possibilités de conversion des groupes froids existants avec des fluides frigorigènes de faible PRP (< 600).

Réduction des émissions de la flotte de véhicules d'EDF (EV100)

Le groupe EDF a été le premier groupe français à signer l'engagement « EV100 » visant un parc de véhicules légers 100 % électrique à l'horizon 2030. Ce projet intègre à la fois plus de 48 000 véhicules et les infrastructures de recharge de près de 2 100 sites à travers le monde avec 60,0 % des sites déjà équipés à fin 2024.

Engagement EV100	Cible 2030	2022	2023	2024
Part des véhicules électriques au sein du parc de véhicules légers du groupe EDF (en %) (1)	100	22,6	29,3	35,6

(1) L'indicateur est le ratio entre le nombre de véhicules électriques (selon les critères « bas carbone » de l'initiative EV100) et le nombre total de véhicules dans le parc de véhicules légers (VL) immatriculés du groupe EDF au 31 décembre de chaque année (en propriété ou location longue durée).

L'électrification est visible sur l'ensemble du groupe EDF avec des taux significatifs d'électrification à fin 2024 chez EDF SA (47 %), Luminus et ses filiales (44,2 %), mais aussi 37,4 % chez EDF Energy et ses filiales et 17 % chez Edison et ses filiales.

Enedis est également engagée dans l'électrification de sa propre flotte. Fin 2024, sa flotte de véhicules légers et utilitaires légers, qui compte environ 18 000 véhicules, est électrifiée à près de 38 %.

3.2.2.1.2.1.2. Production bas carbone

EDF, investisseur le plus important dans les énergies bas carbone en Europe (1)

Le groupe EDF investit massivement dans les moyens de production d'électricité bas carbone pour contribuer à construire un avenir énergétique neutre en CO_2.

Le mix de production d'électricité du Groupe en 2024 est composé à 77,7 % de nucléaire, 10,7 % d'hydraulique, 5,9 % d'autres énergies renouvelables, 4,9 % de gaz, 0,8 % de fioul et de moins de 0,04 % de charbon (2) (voir le chapitre 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités » et la section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires »).

À l'horizon 2035, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses objectifs de production bas carbone sont les suivantes :

Feuille de route de la hausse de la production bas carbone du Groupe

Thèmes	Actions	Section URD
Prolongation de la durée d'exploitation des actifs nucléaires existants	Poursuite de l'exploitation du parc nucléaire France au-delà de 40 ans grâce aux programmes Grand Carénage et durée de fonctionnement.	1.4.1.1.2.3
Nouveau Nucléaire	France : développement d'un programme de 6 réacteurs EPR2 et étude de l'opportunité de 8 réacteurs supplémentaires. Royaume-Uni : construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point C et développement d'un projet pour deux réacteurs à Sizewell C (en participation minoritaire).	1.4.1.1.3
Développement des énergies renouvelables	Développement de la capacité installée brute énergies renouvelables mise en service par le Groupe.	1.4.1.3
Développement des réseaux	Développement des réseaux pour répondre aux besoins de raccordement et augmenter la résilience et l'intelligence des réseaux.	3.2.2.1/3.3.5.1
Accroître les solutions de flexibilité	Développement de stockage, « verdissement » des moyens de production thermique à flamme et développement de la flexibilité client pour assurer l'équilibre offre-demande.	3.2.2.1.2.1.1

L'application de la feuille de route du groupe EDF pour augmenter la production d'électricité bas carbone à l'horizon 2035 passe par la maximisation de la disponibilité du parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance, la construction de nouveaux réacteurs et le développement de capacité bas carbone additionnelle (8 GW bruts d'énergies renouvelables mis en service par an, voir détails des cibles dans la section 3.2.2.1.3.5 « Développement de la production bas carbone »).

(1) 10e baromètre financier des énergéticiens européens « Watt's Next Conseil », juin 2024 : wattsnext.fr/wp-content/uploads/2024/07/Watts-Next-Barometre-financier-2024.pdf
(2) En données consolidées.

Grand carénage

Le programme du « Grand Carénage » est destiné à assurer les opérations de rénovation de gros matériels, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement au-delà de 40 ans. Il intègre les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima.

Pour plus de détails, voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » et la sous-section « Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage ».

Projets Nouveau Nucléaire

Pour plus de détails sur les projets Nouveau Nucléaire, voir la section 1.4.1.1.3 « Projets « Nouveau Nucléaire » ».

Le développement de la production d'énergies renouvelables

Le groupe EDF est aujourd'hui un acteur européen majeur des énergies renouvelables [1] et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne. La production hydraulique est la plus importante des énergies renouvelables du Groupe. Le Groupe est également *leader* dans le développement de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire. Au total, les énergies renouvelables représentent plus du quart de la capacité totale du Groupe, avec 39,5 GW de capacité de production électrique renouvelable nette installée, dont 3,2 GW bruts mis en service en 2024. La production mondiale des sociétés du Groupe en 2024 est de 86,1 TWh d'électricité, via l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire photovoltaïque et d'autres énergies renouvelables, et de 9,6 TWh de chaleur renouvelable.

Dans le cadre de sa stratégie, le Groupe s'est fixé l'objectif de poursuivre le déploiement de capacités renouvelables (plus de 8 GW bruts mis en service/an en moyenne à horizon 2035) et des moyens de flexibilité permettant d'assurer la stabilité des réseaux alimentés par ces énergies intermittentes.

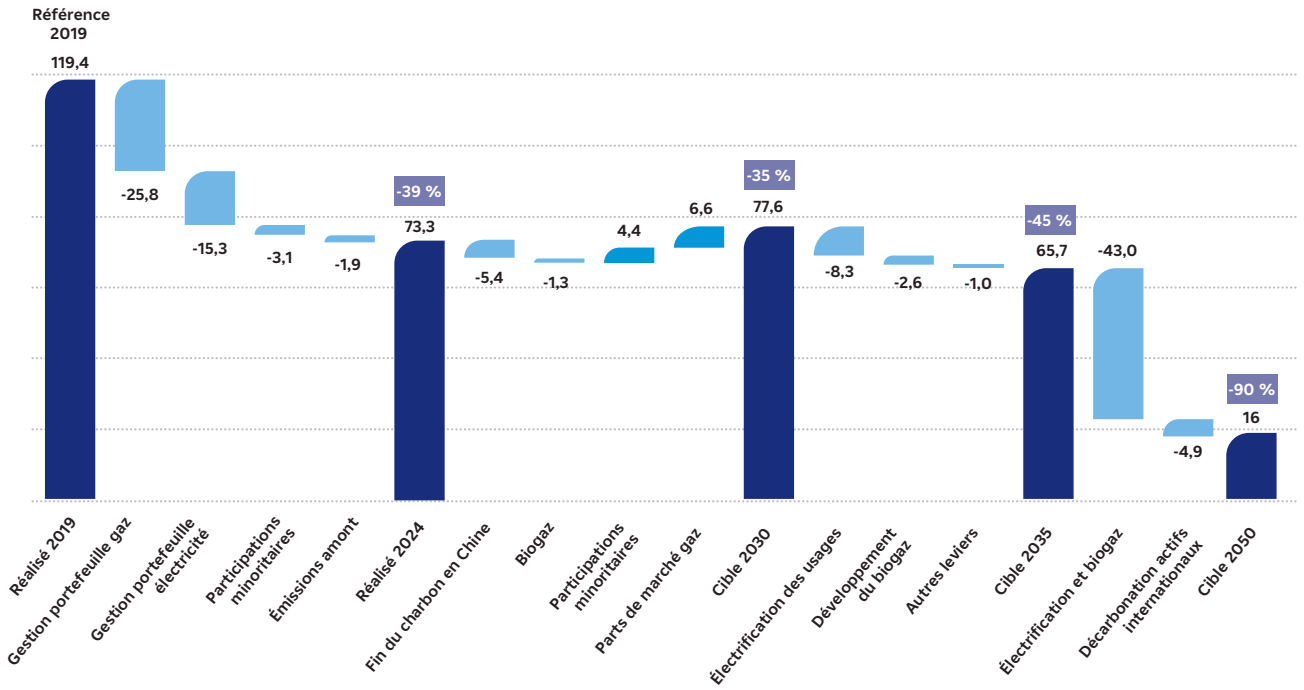
Pour plus de détails, voir la section 1.4.1 « Activités de production d'électricité » et la sous-section 1.4.1.3 « Production à partir des énergies renouvelables et stockage ».

3.2.2.1.2.2 Chaîne de valeur : réduire les émissions indirectes amont/aval du Groupe

3.2.2.1.2.2.1. Réduction des émissions indirectes

EDF agit pour réduire ses émissions indirectes en amont et en aval de sa chaîne de valeur.

Trajectoire net zéro Scope 3 entre 2019 et 2050
($MtCO_2e$)



(1) Changement climatique et Électricité, Facteur carbone européen, Comparaison des émissions de CO_2 des principaux électriciens européens, PwC, novembre 2024. L'enquête PwC 2024, basée sur les données 2023, réalise un benchmark sur les 24 premiers producteurs d'électricité européens, représentant 50 % de la production sur la zone Europe des Vingt-Sept, Royaume-Uni, et Norvège.

Actions de réduction des émissions indirectes sur la chaîne de valeur

Gestion portefeuille gaz	Gestion des portefeuilles de clients gaz du groupe EDF, notamment en Amérique du Nord.
Gestion portefeuille électricité	Verdissement (recours à des *Power Purchase Agreements* en énergie renouvelable) des achats d'électricité destinée à être revendue à des clients finaux, notamment dans les pays où l'électricité présente une forte intensité carbone ; gestion des portefeuilles de clients pour lesquels le groupe EDF vend mais ne produit pas d'électricité.
Émissions amont	Baisse des émissions amont proportionnelle à la réduction de la production thermique du groupe EDF et à la réduction des ventes de gaz.
Fin du charbon en Chine	Désinvestissement progressif d'ici 2030 dans les actifs de production électrique à partir de charbon situés en Chine dans lesquels le groupe EDF a une participation minoritaire.
Participations minoritaires	Participations minoritaires d'EDF dans de nouveaux actifs gaz à l'international, contribuant à la décarbonation des pays concernés (critères gazier responsable du groupe EDF).
Parts de marché gaz	Croissance organique conjoncturelle des ventes de gaz EDF en Europe à court terme.
Électrification des usages	Accompagnement des clients vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via les offres, l'expertise et les filiales du Groupe en promouvant notamment des solutions alternatives aux combustibles fossiles.
Développement du biogaz	Augmentation du taux d'injection de biométhane dans le réseau de distribution du gaz naturel en cohérence avec les stratégies nationales bas carbone.
Autres leviers	Réduction des émissions associées aux déplacements des collaborateurs, dans le cadre de la mise en œuvre de la politique voyages du Groupe.

3.2.2.1.2.2.2. Aval : Accompagner les clients du Groupe vers la décarbonation

Réduction des émissions associées aux ventes de gaz

Dans le cadre de ses activités de fourniture de gaz, le groupe EDF accompagne ses clients vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via ses offres, son expertise et ses filiales de spécialité. Il développe et promeut les solutions alternatives aux combustibles fossiles : électricité bas carbone, pompes à chaleur, gaz renouvelable, chaleur renouvelable, etc.

Les 4 axes de la politique de gazier responsable d'EDF, renforcée en 2024, se déclinent en actions clés :

- **Guider les clients gaz du Groupe vers la décarbonation et l'efficacité énergétique**

Le groupe EDF s'engage à :

- proposer un service sur mesure à ses clients entreprises et collectivités gaz chaque fois qu'il est en mesure de le faire efficacement ;
- mettre à disposition des clients particuliers et SME gaz des plateformes performantes ;
- accompagner les clients entreprises et particuliers vers l'efficacité énergétique en ligne avec les dispositifs réglementaires nationaux.

- **Accélérer le passage du gaz fossile à l'électricité**

Le groupe EDF s'engage à :

- contribuer aux initiatives nationales visant à électrifier massivement les économies des pays où le Groupe est présent en remplacement des énergies fossiles ;
- développer la chaleur électrique industrielle et résidentielle en remplacement du fossile, incluant principalement les pompes à chaleur, et accroître le nombre d'installations ;
- proposer l'installation de panneaux photovoltaïques aux clients gaz entreprises et collectivités, afin de contribuer à leur décarbonation.

- **Contribuer à la décarbonation des sources d'énergie**

Le groupe EDF s'engage à :

- continuer à augmenter la disponibilité d'électricité bas carbone dans les pays où le Groupe est présent, afin de rendre le gaz fossile moins attractif ;
- poursuivre la décarbonation de réseaux de chaleur en particulier en France et en Italie ;
- investir dans la production de gaz vert en Italie.

- **Plaider pour des changements réglementaires afin de soutenir la décarbonation** (voir la section 3.4.6.2 « EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation »)

Le groupe EDF s'engage à :

- œuvrer en faveur de la réduction de l'écart de taxation entre le gaz et l'électricité dans les pays où cet écart est anormalement élevé ;
- promouvoir une évolution des régulations et incitations qui contribuent au remplacement des énergies fossiles par l'électricité, aux niveaux européen et nationaux.

Des plans d'actions plus détaillés avec des indicateurs dans les pays clés pour le Groupe (G4 : France, Royaume-Uni, Italie et Belgique) sont mis en œuvre et régulièrement révisés, afin de démontrer l'engagement effectif du groupe EDF comme gazier responsable.

Développement des usages sobres de l'électricité

Développer des services énergétiques sobres, efficaces et innovants

Accélérer le développement des usages électriques, tout en accompagnant les clients dans la sobriété et l'efficacité énergétique, est un axe prioritaire du groupe EDF pour atteindre la neutralité carbone. En effet, l'électricité est un vecteur essentiel de la décarbonation. La part de l'électricité dans le mix énergétique va plus que doubler en Europe et dans le monde d'ici 2050. Pour atteindre l'objectif de neutralité carbone, ces nouveaux usages en remplacement des énergies carbonées pourraient représenter l'équivalent de 150 TWh de demande électrique additionnelle en France d'ici 2035.

Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone est le premier pilier du projet d'entreprise du groupe EDF « Ambitions 2035 ». Le groupe EDF va développer une large palette d'offres d'électrification adaptées aux différents marchés [1] avec des objectifs ambitieux à 2035 :

- 8 à 9 millions de clients avec une offre de décarbonation, au périmètre G4 (France, Royaume-Uni, Belgique, Italie) ;
- 45 $MtCO_2$ d'émissions évitées/an, au périmètre G4 ;
- 1,5 contrat/client particulier, au périmètre G4 ;
- plus de 35 % de grands clients industriels et commerciaux avec un contrat de service, en France.

Des solutions de décarbonation pour le transport

Le secteur du transport est identifié comme celui présentant le plus grand potentiel d'électrification avec 70 TWh de demande additionnelle en France d'ici 2035, via une massification du véhicule électrique léger et lourd.

(1) Pour la France, voir aussi la section 1.4.2 « Activités de commercialisation en France ».

Le groupe EDF affirme son ambition sur le développement des parts de marché dans la fourniture d'électricité des véhicules électriques ainsi que sur l'installation, l'exploitation et le pilotage des infrastructures de recharge privée et publique, et ce sur les 4 grands marchés du Groupe (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique). Fin 2024, le groupe EDF avait déployé environ 400 000 PDC (point de charge), dont plus de 300 000 PDC au Royaume-Uni et près de 50 000 en France ainsi que près de 30 000 points de *smart charging*.

- Développement des infrastructures de recharge

Dans le cadre du plan mobilité électrique, le groupe EDF propose une gamme d'offres complète pour l'ensemble des usages : particuliers en habitat individuel ou collectif, entreprises, collectivités et charge publique (en voirie ou à destination).

Izivia, filiale du groupe EDF, est le 3e exploitant sur la charge publique en voirie pour les collectivités et le 2e exploitant sur la charge publique « à destination » (centres commerciaux, supermarchés...). Izivia équipe les entreprises et les collectivités souhaitant être équipées de bornes supervisées, pour leur propre besoin ou pour permettre une charge publique sur leurs terrains. Izivia propose plusieurs modèles de financement à ses clients, dont le tiers financement.

Le groupe EDF et Morrison & Co, un fonds d'investissement spécialiste des investissements dans les infrastructures, ont signé un partenariat stratégique et ont créé une plateforme de financement conjointe pour investir dans le développement de la recharge ultra-rapide pour véhicules électriques en France. Cette plateforme a pour ambition d'investir jusqu'à 450 millions d'euros dans le développement et le déploiement de près de 8 000 points de charge ultra-rapide en France et 6 000 en Belgique d'ici 2030.

- Services de pilotage de la recharge

EDF a développé, via sa marque Sowee by EDF, avec l'appui de Dreev, une offre commerciale de fourniture d'électricité avec pilotage de la recharge pour particulier à destination des clients d'un groupe automobile. Cette offre permet d'optimiser le coût de la recharge et de réduire les émissions de CO_2 liées à la consommation d'électricité. Elle s'inscrit dans **une ambition de *leadership*** sur les offres de pilotage des usages énergétiques.

Sur le marché résidentiel, IZI by EDF propose des solutions de recharge chez les particuliers en habitat individuel ou collectif et chez les TPE/Pro. IZI by EDF accompagne aussi les entreprises qui souhaitent équiper le domicile de leurs collaborateurs qui roulent à l'électrique (véhicule de service ou de fonction) avec une offre de bout en bout en partenariat avec Izivia : installation de la borne par IZI by EDF, suivi des consommations et, dans des conditions à définir, remboursement des frais d'électricité des salariés par Izivia.

IZI by EDF a élargi cette offre en 2023 avec le lancement de la borne communicante. La même année, IZI by EDF a également lancé l'offre « Opérateur de Recharge » à destination des copropriétés souhaitant installer une infrastructure collective privée dans leurs parkings. Cette offre vient en complément des solutions existantes d'IZI by EDF pour le résidentiel collectif, au travers des offres Réseau électrique auto, sans préfinancement.

- PV & Bornes de recharge

EDF solutions solaires (anciennement EDF EnR) et Izivia proposent une offre intégrée aux entreprises ou collectivités pour installer des ombrières photovoltaïques équipées de bornes de recharge. À titre d'illustration, en février 2023, un parc de 3,3 hectares sur ombrières combiné à des infrastructures de recharge a été mis en service sur un site Sanofi : ce dernier couvre 17,5 % des besoins électriques annuels du site et alimente 40 points de charge pour véhicule électrique.

- Mobilité lourde

Izivia et Dalkia participent à la transition des poids lourds (transport routier de marchandises et de personnes) vers l'électrique en équipant les sites et les collectivités de solutions de recharge spécifiques au transport lourd.

Izivia accompagne Elis dans le déploiement de bornes de recharge pour sa flotte de poids lourds électriques : 400 bornes seront installées pour équiper près de 90 % des sites Elis.

- Les partenariats

De nombreux partenariats ont été développés depuis 2018 afin de proposer des solutions de mobilité électrique adaptées, mobilisant l'ensemble des acteurs de l'écosystème (constructeurs, équipementiers, *leasers*, loueurs, fabricants de bornes).

BNP Paribas Mobility a lancé une offre intégrée de leasing de voiture électrique et de borne de recharge au domicile des collaborateurs de ses clients avec l'appui d'IZI by EDF et d'Izivia : cette offre tout-en-un comprend l'installation, l'entretien, ainsi que la désinstallation et le recyclage de la borne. Le remboursement des frais professionnels correspondant aux consommations d'électricité au domicile du collaborateur peut également être mis en place dans des conditions à définir.

Crédit Agricole Personal Finance & Mobility et le groupe EDF coopèrent en vue de mettre en place des solutions qu'ils entendent proposer ensemble (services, financements, etc.) pour accélérer l'équipement en bornes de recharge électrique des particuliers, professionnels et entreprises en France, avec un focus particulier sur les territoires ruraux.

Des solutions de décarbonation pour l'industrie

Le secteur de l'industrie présente également un fort potentiel d'électrification, via l'électrification des process ainsi que les nouvelles implantations industrielles, contribuant à environ 60 des 150 TWh à 2035.

- Électrification des processus industriels

Le champ prioritaire pour la décarbonation de l'industrie consiste à basculer la chaleur fossile vers des solutions électriques matures. Le groupe EDF, via en particulier sa filiale Dalkia, déploie ou développe auprès de ses clients des offres de pompes à chaleur (PAC) industrielles haute température et très haute température, de fours à résistances, de fours à induction et à arc (en substitution d'alimentation fioul ou gaz), de chaudières électriques et de compression mécanique de vapeur. La R&D d'EDF et Dalkia Froid Solutions ont développé un démonstrateur industriel, Transpac, qui a bénéficié du soutien de l'ADEME et dont les premiers résultats confirment la performance attendue pour décarboner l'industrie. Le démonstrateur industriel a été installé au sein de l'usine du papetier Wepa Greenfield à Château-Thierry. Les émissions de CO_2 associées à la production de cette chaleur produite de façon vertueuse, chez Wepa Greenfield sont 16 à 20 fois plus faibles qu'en utilisant la vapeur produite au gaz naturel. L'industriel baisse ainsi son empreinte carbone et sa facture énergétique.

- Chaleur bas carbone

Dalkia est un acteur de référence sur la chaleur bas carbone. Dans le cadre du plan de relance, le groupe EDF est lauréat de nombreux projets de chaudières biomasse en substitution de combustibles fossiles pour les besoins de l'industrie. Dalkia a également déposé plus de 10 projets auprès du guichet AMI de l'ADEME pour décarboner via des PAC essentiellement.

- Conseil en décarbonation

Le groupe EDF a lancé une offre de conseil en décarbonation qui se décline en Décarb'On à l'attention des petites et moyennes entreprises (PME) et des grandes entreprises (GE), et Décarb'On Expert à l'attention des grandes entreprises et grands comptes. Le groupe EDF (EDF et Urbanomy) propose ainsi à ses clients de les accompagner dans le bilan et l'analyse de leurs émissions carbone (Scopes 1, 2 et 3), dans la définition des objectifs et de la stratégie de réduction de ces émissions et enfin dans la mise en œuvre d'une feuille de route opérationnelle des actions à réaliser.

Des solutions de décarbonation pour le bâtiment

En France, EDF accompagne de longue date les constructeurs, les promoteurs et les bailleurs sociaux dans la mise en œuvre de solutions énergétiques performantes et bas carbone.

- Décarbonation de l'habitat

La nouvelle réglementation environnementale RE2020 est entrée en vigueur le 1er janvier 2022. Elle traite notamment de la construction neuve résidentielle en habitat individuel et collectif. Le groupe EDF a participé activement à la concertation menée par les autorités publiques pour assurer l'efficacité de la réglementation et reste aujourd'hui mobilisé sur les enjeux d'analyses de cycles de vie, en particulier pour les pompes à chaleur.

Les offres de décarbonation pour l'habitat individuel et collectif (isolation, pompes à chaleur, chauffe-eau thermodynamiques ou solaires, bornes de recharge, solutions d'autoconsommation ou de maîtrise des consommations) sont portées par EDF et ses filiales ou des entités du groupe EDF[1].

Ces offres portent sur trois thématiques principales :

- la décarbonation des logements collectifs, bailleurs sociaux ou copropriétés, via les offres de Dalkia et ses solutions intégrant des PAC pour le chauffage ou l'eau chaude sanitaire ;
- la rénovation énergétique : IZI by EDF développe une gamme complète d'offres de rénovation énergétique : pompe à chaleur air/eau et air/air, chauffe-eau thermodynamique, isolation (ouvrants, toiture, plancher et murs intérieurs et extérieurs) et propose dorénavant des offres globales, intégrant plusieurs lots : isolation, remplacement de chauffage, ventilation ;
- l'autoconsommation : EDF solutions solaires (anciennement EDF EnR) permet au client de consommer l'énergie générée par ses propres panneaux solaires et d'avoir la possibilité d'en stocker une partie pour la consommer au moment où il en a besoin, via l'installation d'un chauffe-eau ou d'une batterie stationnaire.

- Décarbonation du tertiaire

Le groupe EDF offre des services sur mesure aux entreprises et aux professionnels qui souhaitent optimiser leurs flux énergétiques pour améliorer leur performance économique et réduire leur empreinte environnementale.

Des solutions de décarbonation pour les collectivités

Le groupe EDF est largement engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires, à travers plusieurs solutions :

- des réseaux de chaleur et de froid avec Dalkia, et des solutions diversifiées de géothermie, de thalassothermie, de biomasses ou de récupérations de chaleur comme à Maubeuge, Orléans, Chambéry ou encore au réseau de chaleur 100 % EnR de Lunéville ;
- des solutions de performance énergétique et environnementale de l'éclairage public ;
- des solutions d'autoconsommation collective ;
- des solutions hydrogène : voir la section 1.4.6.3 « L'activité Hydrogène d'EDF ».

Des outils au service des consommateurs finaux et des collectivités

À fin 2024, le gestionnaire de réseau Enedis [2] a installé près de 37,7 millions de compteurs communicants Linky, permettant au consommateur d'identifier plus facilement les postes importants de sa consommation aux différents moments de la journée et agir ainsi, en adaptant volontairement sa consommation, à la fois en faveur de l'environnement et de son pouvoir d'achat.

Les données collectées grâce aux compteurs Linky, anonymisées, sont aussi mises à disposition des autorités concédantes et des collectivités locales via le Portail Collectivités d'Enedis. À fin 2024, ce portail a été déployé dans 74,6 % des communes.

Cet outil, accessible en ligne gratuitement, permet aux collectivités d'identifier les zones en sous-consommation (précarité énergétique) et en surconsommation (passoires thermiques) ; en activant l'espace « Mesures et services », les collectivités bénéficient d'un tableau de bord dynamique et personnalisable de leur production et consommation d'électricité. Depuis 2023, de nouvelles fonctionnalités comme le paramétrage d'alerte sur des points de production ou de consommation, tels que l'éclairage public, sont proposées.

Enfin, l'Observatoire français de la transition écologique mis en place par Enedis permet de mesurer et d'éclairer, à partir de l'*open data*, la dynamique des territoires en termes de transition énergétique. Les données (consommation, production, autoconsommation et mobilités) sont accessibles à tous, par région, par département et à la maille communale pour certaines. Cet observatoire se veut autant un référentiel qu'un outil d'aide à la décision pour toutes les parties prenantes concernées : collectivités, institutionnels, chercheurs et universitaires, citoyens ou journalistes.

Sortie du charbon en Chine

Le Groupe EDF s'est engagé à se désinvestir progressivement d'ici 2030 des actifs de production électrique à partir de charbon situés en Chine dans lesquels il a une participation minoritaire. Fin septembre 2024, EDF a signé un accord de cession de sa participation de 19,6 % dans la centrale à charbon de Shandong Zhonghua Power à l'actionnaire majoritaire China Energy Investment Group (CEI), la finalisation administrative de cette cession est en cours. Les émissions de la centrale ont représenté environ 780 $ktCO_2e$ dans le Scope 3 du Groupe en 2024.

3.2.2.1.2.2.3. Amont : Décarboner la chaîne de valeur du Groupe

Réduction des émissions amont liées aux achats

En 2024, le Groupe a poursuivi la mise en place d'un programme visant la réduction des émissions de sa chaîne d'approvisionnement. La décarbonation des achats est un objectif prioritaire de toutes les entités responsables des achats du Groupe (voir la section 3.4.3.1 « Achats responsables »), et représente un moteur pour le déploiement de bonnes pratiques et l'innovation concernant les achats responsables. La réduction des émissions amont est pilotée par une cartographie des risques (par fournisseurs ou par catégorie d'achat – avec la définition de secteurs prioritaires sur les enjeux de décarbonation), par le déploiement de leviers dans l'acte d'achats, et par le suivi des fournisseurs. Parmi les pratiques communes de l'ensemble de la filière achat à l'échelle du groupe, on peut notamment citer :

- la prise en compte de la stratégie et de la trajectoire de décarbonation des fournisseurs dans le processus de qualification (amont à un appel d'offres) ou de sélection (au cours d'un appel d'offres), au travers de questionnaires et d'évaluations ;
- lors d'une mise en concurrence, l'intégration de leviers concrets et quantifiables qui traduisent une décarbonation du bien ou du service fourni, adaptés à l'objet du marché et au secteur d'activité, comme critère de comparaison entre soumissionnaires ;
- l'intégration de la décarbonation dans les engagements contractuels du Groupe avec les fournisseurs (sous forme de charte ou de code de conduite obligatoires à la signature du contrat).

Certaines initiatives sont prises par chaque entité du Groupe selon les spécificités de leur domaine d'activité. On peut citer notamment :

- la mise en œuvre progressive de « calculettes carbone » proposées par la start-up incubée en interne Neutre.eco, pour intégrer dans les offres des fournisseurs une évaluation du Bilan carbone du produit ou service faisant l'objet du marché, pouvant être valorisée sous forme de notation technico-économique ou de critère de correction de prix. En 2024, le *scoring* carbone des achats de métaux, transport, béton et numérique a été développé et testé sur des appels d'offres des catégories prioritaires carbone ;
- l'organisation d'ateliers d'intelligence collective avec les fournisseurs volontaires des secteurs de l'acier, du transport, du génie civil et du numérique en 2024, pour co-construire les leviers achat pertinents à systématiser dans les contrats du Groupe. Les résultats de ces ateliers ont été restitués lors du « Club Fournisseurs RSE » organisé annuellement, qui regroupe une centaine de fournisseurs stratégiques.

(1) Voir aussi l'offre « Mon chauffage durable » en section 3.3.4.2 « Lutte contre la précarité énergétique ».
(2) Gestionnaire du réseau public de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

Conformément aux engagements du groupe EDF dans le dispositif *Act4Nature International*, la Direction des Achats Groupe a pour objectif d'intégrer, au périmètre EDF SA (hors combustible nucléaire), en 2025, dans 70 % de ses marchés sur les catégories prioritaires (88 % réalisé en 2024), un levier achat relatif aux enjeux carbone ou ressources.

Réduction des émissions amont liées au combustible nucléaire

En s'appuyant sur l'analyse du Cycle de Vie (ACV) du kWh d'électricité nucléaire EDF en France menée par la R&D d'EDF et publiée en 2022, EDF a lancé la démarche « On Deck » visant à réduire l'empreinte carbone des activités du cycle du combustible nucléaire, qui représente 2 % du Scope 3 du Groupe en 2024. Cette approche menée en partenariat avec les fournisseurs a notamment abouti, et ce pour la première fois sur le marché mondial de l'uranium, à l'introduction d'une clause d'engagement de réduction d'émissions de GES, dans le dernier contrat signé avec l'un des principaux fournisseurs d'uranium. La démarche « On Deck » a été généralisée en 2023 et 2024 en l'appliquant également à la préservation de la biodiversité et à l'adaptation au changement climatique et permettra notamment de nourrir la future mise à jour de l'ACV du kWh nucléaire.

3.2.2.1.2.3 Actions en dehors de la chaîne de valeur

3.2.2.1.2.3.1. Contribution carbone

Financement de projets en dehors de la chaîne de valeur

EDF finance des projets de séquestration de gaz à effet de serre sur le territoire français, pour l'heure principalement dans le cadre de son obligation réglementaire de compensation. EDF finance également des travaux de R&D pour le développement de solutions naturelles de séquestration carbone.

Un Fonds de compensation carbone EDF (FCC EDF) a été mis en place pour compenser les émissions de gaz à effet de serre découlant du rehaussement, décidé par les pouvoirs publics en France, du plafond des émissions des installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Dans ce cadre, EDF verse au FCC un montant libératoire par tonne d'équivalents de dioxyde de carbone émise au-delà de seuils d'émissions fixés réglementairement (40 €/tonne de CO_2 initialement, relevé à 50 €), avec pour ambition de financer des projets de réduction ou de séquestration de gaz à effet de serre sur le territoire français répondant à différents critères. EDF a mis en place un conseil scientifique indépendant pour l'accompagner dans l'évaluation de la qualité des projets retenus, notamment en termes de réalité et de pérennité du stockage du carbone, qui complète l'accompagnement R&D.

Le FCC d'EDF n'a pas été alimenté au titre de l'année 2024, les émissions des installations concernées étant restées en dessous des seuils d'émissions déclenchant l'obligation de compensation.

Toutefois, les fonds du FCC, abondés par des investissements de contribution volontaire, ont permis, à titre d'illustration, la signature d'une Convention tripartite entre EDF, le Domaine National de Chambord et la Belle Forêt pour le financement d'un projet de gestion sylvicole durable de la forêt de Chambord pour une durée de 5 ans avec génération d'unités de réduction d'émissions (URE) et de crédits carbone correspondants inscrits au registre tenu par l'association partenaire. Ces URE valorisent le maintien d'un stock de carbone, avec des co-bénéfices associés en termes d'adaptation au changement climatique de la forêt et de la protection de sa biodiversité. La méthodologie de la Belle Forêt (gestion forestière optimisée) est publique. Un tel projet est aussi générateur d'importants co-bénéfices en matière de biodiversité (voir la section 3.2.5.2.3 « Agir en faveur de la restauration et de la préservation des milieux naturels »).

EDF investit également dans des projets en dehors de sa chaîne de valeur dans le cadre d'actions de contribution carbone volontaire, grâce notamment à sa filiale Oklima, issue du programme intrapreneuriat EDF Pulse Incubation, qui développe des projets de séquestration biologique à haute valeur environnementale, principalement en France.

En 2024, le groupe EDF a contribué à hauteur de 1 070 tonnes de CO_2 évitées ou séquestrées.

Recherche et développement sur les solutions d'atténuation technologiques et naturelles

La R&D évalue la maturité technique et économique des solutions de réduction des émissions de CO_2 sur les sources industrielles d'EDF et de ses clients et explore les solutions naturelles et technologiques permettant la séquestration de carbone. En 2024, un laboratoire dédié au captage du CO_2 a été mis en service. Il permet de tester à petite échelle ses procédés de captage adaptés aux émissions à faible concentration en CO_2, qui sont les plus difficiles à capter.

En outre, un laboratoire sur la valorisation du CO_2 sous forme d'*e-fuels* est en cours de construction, en complément de la plate-forme hydrogène déjà existante, afin d'étudier la chaîne de valeur des dérivés de l'hydrogène électrolytique (carburants, matériaux). Cette plateforme sera opérationnelle fin 2025.

L'afforestation, le reboisement, la gestion adaptée des prairies et des zones humides apparaissent aujourd'hui parmi les pistes les plus prometteuses pour augmenter la séquestration du carbone dans les sols et dans les forêts, et ainsi générer des émissions négatives. Afin d'accompagner EDF dans sa volonté de réaliser des projets de haute intégrité, la R&D d'EDF travaille à évaluer la réalité et la pérennité des actions de stockage de carbone par des solutions naturelles et à définir les modalités pour maximiser les bénéfices de telles actions sur la biodiversité et le cycle de l'eau. Ce projet contribue plus généralement au développement des solutions naturelles d'adaptation au changement climatique.

3.2.2.1.2.4 Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique

Des investissements bas carbone

En 2024, près de **94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone** soit un montant de 25 Mds€ répartis à 64 % dans le secteur nucléaire, 23 % dans les activités de réseaux, 11 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et 2 % dans les services énergétiques. Ces investissements regroupent les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Ils n'incluent donc pas les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités et sont retraités des subventions d'investissement.

Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés en 2024 avec la taxonomie verte européenne (voir la section 3.2.7 « Taxonomie verte ») sont de 59 % (64 % en 2023) soit un montant de 16 Mds€, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 22 % dans les activités de réseaux, 10 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et 1 % dans les services énergétiques. Il est à noter que la taxonomie ne prend pas en compte dans ses critères d'éligibilité la partie commercialisation d'électricité, activité non éligible selon la taxonomie verte européenne mais considérée comme bas carbone par le Groupe, ainsi que les activités nucléaires hors Union européenne (activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni…) et les activités connexes à l'activité de production nucléaire telles que les activités de conception et de construction de chaudières nucléaires ou de turbines de Framatome et de Arabelle Solutions. L'alignement des investissements du Groupe tels que définis par la taxonomie verte pour l'ensemble des activités du Groupe, sans ces restrictions, s'élèverait à 94 %.

Les ressources investies par le Groupe au titre de l'atténuation du changement climatique s'élèvent selon les estimations réalisées par le Groupe pour cette première année d'application de la CSRD à 24 M€ et représentent 90 % des investissements du Groupe et la majeure partie des investissements du Groupe dans les activités bas carbone. Ces investissements s'intègrent dans le **plan de transition** du Groupe au titre de :

- La production bas carbone

Le Groupe a investi 23 Mds€ pour contribuer à construire un avenir énergétique neutre en carbone à travers un mix de technologies bas carbone répartis à 41 % dans des investissements destinés à construire de nouveaux réacteurs nucléaires, 24 % dans les investissements de maintien et de maximisation de la production du parc nucléaire existant, 2 % dans les activités connexes qui supportent à la fois le nouveau nucléaire ainsi que le maintien du parc existant, 21 % dans les activités de réseaux et 11 % dans le développement des énergies renouvelables.

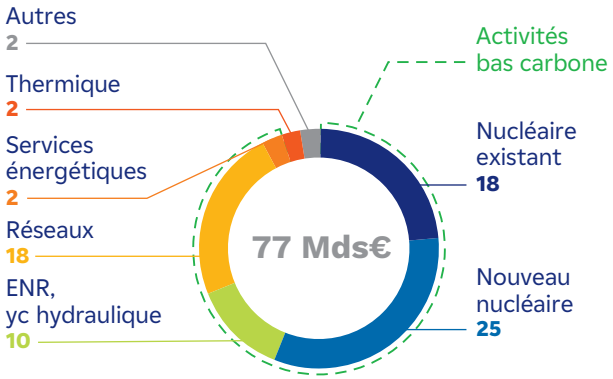
- La réduction des émissions directes notamment *via* :
  - > des investissements réalisés dans la décarbonation du thermique fossile du Groupe avec, par exemple, la conversion de centrales aux bioliquides des territoires insulaires, estimés à 176 M€ en 2024. À ce titre, le Groupe n'a procédé à aucun investissement pour les activités liées au charbon conformément à l'engagement du Groupe de sortir de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030, toutes zones géographiques confondues et de ne pas financer d'activités charbon non présentes dans son portefeuille en 2019. Par ailleurs, 512 M€ sont investis en lien avec des activités liées au gaz fossile soit 2 % des investissements du Groupe ;
  - > des investissements au titre du verdissement des réseaux de chaleur et de la production de chaud et de froid représentant 170 M€.
- Le développement des usages sobres

Le Groupe a investi 199 M€, notamment dans le développement de solutions de décarbonation pour l'habitat, le transport ou les collectivités.

Dépenses et effort de recherche en faveur de l'atténuation du changement climatique

En 2024, 15,2 Mds€ des dépenses du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone répartis à 46 % dans le secteur nucléaire, 30 % dans les activités de réseaux, 15 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et 9 % dans les services énergétiques. 97 % de ces dépenses sont consacrées à l'atténuation du changement climatique soit 14,7 M€. Les natures de ces dépenses correspondent aux « achats de combustible et d'énergie », aux « autres consommations externes » et aux « charges de personnel » (nets de production stockée et immobilisée). Elles ne prennent pas en compte les subventions d'exploitation qui sont attribuées pour compenser ces charges d'exploitation.

Investissements nets 2025-2027 par activité



En 2024, pour préparer l'avenir, le Groupe a dépensé 752 M€ en recherche et développement dont l'intégralité a été consacrée à des projets liés aux énergies bas carbone et 88 % plus particulièrement à l'objectif d'atténuation du changement climatique. Ces dépenses se composent de la R&D d'EDF pour 68 % ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre, principalement Framatome, Enedis et EDF Energy. Elles portent notamment sur les activités nucléaires pour 54 %, les activités de réseaux pour 9 %, les énergies renouvelables pour 4 % mais également pour 33 % sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique. Ces efforts s'inscrivent dans l'engagement *Net Zero* du Groupe d'ici 2050.

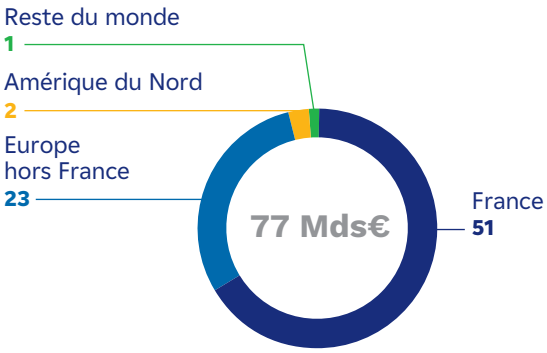
Plan d'investissement et de dépenses

Pour les années 2025, 2026 et 2027, le Groupe prévoit une hausse des investissements annuels nets [1] et anticipe d'atteindre 26 Mds€ par an dont au moins 95 % alloués à des activités bas carbone [2].

Ainsi, sur cette période, le Groupe ambitionne d'investir 77 Mds€ répartis notamment à 56 % dans le secteur nucléaire dont 33 % au titre du nouveau nucléaire, 24 % dans les activités de réseaux, 13 % dans les énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique), 3 % dans les services énergétiques et, de façon très marginale, 2 % dans le thermique (dont le gaz).

Géographiquement, les investissements seront répartis entre la France à hauteur de 65 %, le reste de l'Europe pour 30 % et le reste du monde pour 4 %.

Investissements nets 2025-2027 par zone géographique



Les plans d'investissements engagés sur le Nouveau Nucléaire français ainsi que le maintien des investissements alloués au parc nucléaire existant, aux activités renouvelables, dont les activités hydroélectriques contribuent à l'augmentation de l'alignement à la taxonomie verte des activités du Groupe. Au contraire, les investissements réalisés dans les activités nucléaires au Royaume-Uni ainsi que les activités connexes à l'activité de production nucléaire viendront réduire l'alignement à la taxonomie verte en raison de leur non-éligibilité selon le règlement de la Commission européenne.

En 2024, 73 % des investissements non alignés à la taxonomie sont imputés aux activités gazières du Groupe. Afin d'aligner ces activités avec ses engagements climatiques, le chantier thermique décarboné du Groupe identifie des solutions de décarbonation profonde comme l'utilisation de combustibles « décarbonés » ou le captage de CO_2 pour stockage (CCS) et/ou l'utilisation d'une partie du CO_2 émis (CCU) (voir les différents leviers de décarbonation de la production d'électricité dans la section 3.2.2.1.1.1 « Une ambition "Zéro émission nette" soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse »).

(1) Le plan d'investissement utilisé afin de décrire les investissements actuels du Groupe n'est pas basé sur les investissements bruts ($CAPEX_{\pi}$ tels que définis par le règlement Taxonomie et la réglementation CSRD. Le plan d'investissement présenté par le Groupe est basé sur les investissements nets. La réconciliation entre les investissements nets et les $CAPEX_{\tau}$ est réalisée dans la note 3.2.7.4.1 « $CAPEX_{\tau}$ ».

(2) Les activités bas carbone du Groupe regroupent les activités nucléaires, les activités de réseaux, les activités renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) ainsi que la majorité des activités de services d'efficacité et de performance énergétique.

L'ensemble de ces plans d'investissements permet au Groupe d'accéder à des outils de financement durables. Ces dispositifs tels que les *green bonds* sont décrits dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 20.3 « Financement durable ».

Le groupe EDF ne communique pas de plan de dépenses (OPEX) à long terme. Compte tenu de la nature de ses activités, les perspectives d'OPEX ne constituent pas un outil clé d'analyse. Les engagements stratégiques du Groupe, quant à eux sont reflétés dans le plan de CAPEX du Groupe à long terme.

3.2.2.1.3 Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique

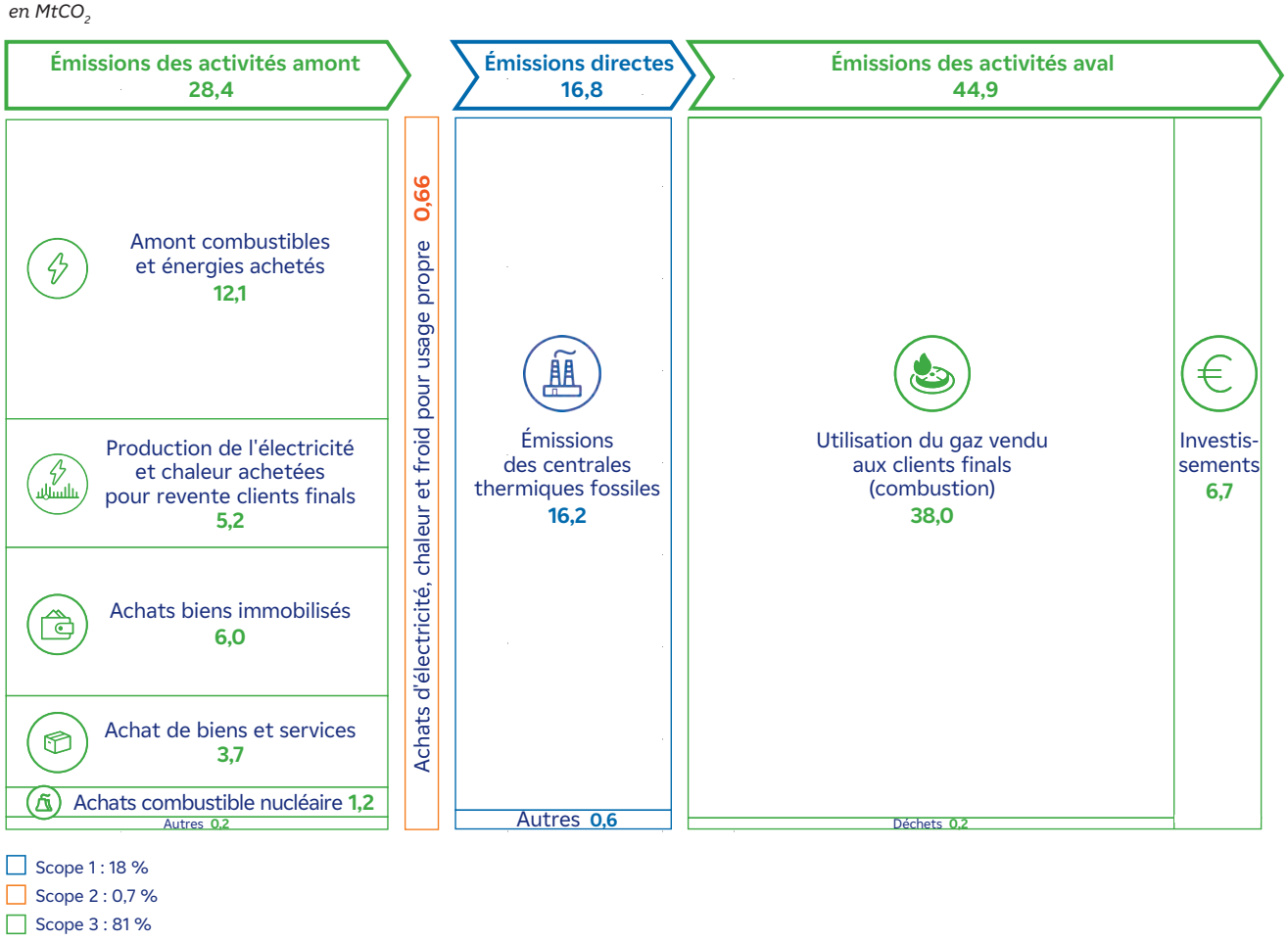
3.2.2.1.3.1 Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES

EDF produit et publie annuellement un bilan des émissions GES sur le périmètre du Groupe selon les trois Scopes préconisés par le GHG Protocol [1]. Ce Bilan carbone est un outil essentiel pour suivre et piloter les performances du Groupe en termes d'émissions. Les précisions méthodologiques sur l'approche appliquée aux calculs de ces émissions sont présentées au paragraphe « Précisions sur le Bilan carbone du Groupe ». Les résultats détaillés de ce Bilan carbone sont publiés [2] chaque année sur le site internet www.edf.fr.

Le tableau suivant présente l'évolution du Bilan carbone du Groupe pour les années 2022 à 2024. Les émissions des Scopes 1 et 3 sont calculées selon l'approche pays et les émissions du Scope 2 sont calculées selon deux approches : pays et fournisseurs [3].

Bilan carbone du groupe EDF ($MtCO_2e$)	2022	2023	2024
Émissions du Scope 1	24	19	17
Émissions du Scope 2 - approche pays	0,39	0,28	0,66
Émissions du Scope 2 - approche fournisseur	0,50	0,45	0,65
Émissions du Scope 3	96	72	73
Total - Émissions approche pays	**120**	**92**	**91**
Total - Émissions approche fournisseur	**120**	**92**	**91**

En 2024, **les émissions GES du groupe EDF se distribuent dans la chaîne de valeurs** entre les émissions amont, directes et aval selon le schéma suivant :



(1) Le « GreenHouse Gas Protocol Initiative », couramment appelé « GHG Protocol » (protocole des gaz à effet de serre), est la méthode la plus reconnue internationalement pour la comptabilité carbone. Initié en 1998 par le « World Resources Institute » (WRI) et le « World Business Council for Sustainable Development » (WBCSD), il a été développé en partenariat avec des entreprises, des ONG et des gouvernements : ghgprotocol.org/

(2) Selon les obligations réglementaires, le Bilan carbone du Groupe est publié sur le site de l'ADEME.

(3) Ces deux approches sont définies dans le paragraphe « Précisions sur le Bilan carbone du Groupe », dans le point dédié au Scope 2.

La présentation détaillée des émissions et des variations annuelles est la suivante :

	Émissions GES		Variations
Bilan carbone du Groupe	**2023**	**2024**	**2024 vs 2023**
Émissions Scope 1			
Émissions brutes de GES du Scope 1 (Mt CO_2 équivalent)	**18,9**	**16,8**	***-11 %***
Émissions de GES de Scope 1 résultant des systèmes d'échange de quotas d'émission réglementés ($MtCO_2$)	13,5	11,1	*-18 %*
Émissions de GES de Scope 1 résultant des systèmes d'échange de quotas d'émission réglementés (%)	71 %	66 %	*-5,1 %*
Émissions biogéniques de CO_2 de la combustion de biomasse non incluses dans les émissions du Scope 1 ($MtCO_2b$)	-	3,7	-
Émission Scope 2			
Émissions brutes de GES de Scope 2 - approche pays ($MtCO_2e$)	0,28	0,66	*+136 %*
Émissions brutes de GES de Scope 2 - approche fournisseurs ($MtCO_2e$)	0,45	0,65	*+44 %*
Émissions Scope 3			
Émissions brutes de GES du Scope 3 (Mt CO_2 équivalent)	**72,5**	**73,3**	***+1 %***
Dont émissions des ventes de gaz aux clients finaux Scope 3.11 : utilisation des produits vendus - combustion	35,4	38,0	*+7 %*
Dont émissions des ventes de gaz aux clients finaux Scope 3.3 : émissions amont	6,7	7,2	*+7 %*
Dont émissions des achats d'électricité pour revente aux clients finaux Scope 3.3 : combustion pour production électrique d'origine fossile	6,6	5,1	*-23 %*
Dont émissions amont des achats d'électricité pour revente aux clients finaux Scope 3.3 : émissions amont	2,7	1,3	*-52 %*
Dont actifs minoritaires (Investissements) Scope 3.15 : Scopes 1 et 2 des actifs en participation minoritaire	7,0	6,7	*-5 %*
Dont biens d'équipement - Scope 3.2	5,4	6,0	*+11 %*
Dont achats de biens & services - Scope 3.1	3,6	3,7	*+5 %*
Dont amont combustibles - Scope 3.3	3,4	3,6	*+6 %*
Dont achats combustible nucléaire - Scope 3.1	1,2	1,2	*-2 %*
Dont autres émissions du Scope 3	0,4	0,5	*+19 %*
Émissions calculées à l'aide de données primaires obtenues auprès de fournisseurs ou d'autres partenaires de la chaîne de valeur	2 %	1 %	-36 %
ÉMISSIONS TOTALES DE GES			
ÉMISSIONS TOTALES DE GES - APPROCHE PAYS (Mt CO_2eq)	**91,6**	**90,7**	***-1 %***
ÉMISSIONS TOTALES DE GES - APPROCHE FOURNISSEURS (Mt CO_2eq)	**91,8**	**90,7**	***-1 %***

Les émissions directes (Scope 1) continuent leur baisse, -11 % entre 2023 et 2024 ou -2,1 $MtCO_2e$, et atteignent 16,8 $MtCO_2e$ en 2024. Cette diminution est principalement attribuable à la moindre utilisation des centrales thermiques fonctionnant au charbon, au fioul et au gaz, qui ont vu leur production électrique baisser de 10 TWh (-23 %) dans un contexte de stabilité de la consommation électrique et de très bonne disponibilité des moyens de production bas carbone, notamment ceux d'EDF (production électrique nucléaire et renouvelable). La conversion au bioliquide de la production insulaire (centrale de Port-Est à La Réunion) et la poursuite de la décarbonation de la production de chaleur ont également contribué à cette baisse.

Les émissions comptabilisées du Scope 2, qui représentent 0,7 % du Bilan carbone du Groupe, augmentent de 0,4 $MtCO_2e$ entre 2024 et 2023, notamment en raison de l'augmentation de la consommation d'électricité et de chaleur dans certaines géographies du Groupe.

Les émissions du Scope 3 augmentent de 1 % en 2024 (+0,9 $MtCO_2e$) principalement du fait de la hausse des émissions associées aux ventes de gaz aux clients finaux (+2,6 $MtCO_2e$, soit +7 %) et de la hausse des achats de biens (+0,8 $MtCO_2e$, 8 %). Les émissions liées aux investissements minoritaires baissent de -0,3 $MtCO_2e$ (-5 %), en raison, d'une part, du désengagement partiel du Groupe de ses actifs charbon en Chine et, d'autre part, de la baisse de la production fossile au Chili. Les émissions des achats de gaz et d'électricité pour revente aux clients finaux conjuguées aux émissions des investissements minoritaires représentent 81 % des émissions de Scope 3.

L'ensemble de ces éléments contribue à une baisse du Bilan carbone du groupe EDF en 2024 de 0,9 $MtCO_2e$, qui atteint un total de 90,7 $MtCO_2e$.

La performance climat au service de la performance intégrée

EDF défend une performance intégrée conjuguant performance financière et performance RSE. La création de valeur de l'entreprise s'exprime par le rapprochement des indicateurs financiers et RSE.

Émissions ramenées au chiffre d'affaires du Groupe

EDF considère que cet indicateur ne reflète correctement la performance intégrée qu'à la condition de prendre en compte toutes les émissions directes et indirectes **(Scopes 1, 2 et 3)** et considère que cet indicateur peut varier du fait de la performance mais aussi du fait de la seule dimension prix de l'énergie. Depuis 2023, ce ratio a augmenté de 13 %. En 2024, il s'établit à 777 tCO_2e par million d'euros de **chiffre d'affaires consolidé hors *trading*** (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires »).

Émissions/Chiffre d'affaires [1]	Unité	2022	2023	2024
Scopes 1, 2, 3 - approche Pays	tCO_2e	120 123 567	91 644 836	90 736 178
Chiffre d'affaires du Groupe [1]	M€	136 438	136 049	116 782
Scopes 1, 2, 3/Chiffre d'affaires du Groupe [1] (approche pays)	**tCO_2e/M€**	**880**	**674**	777
Scopes 1, 2, 3 - approche Fournisseurs	tCO_2e	120 234 828	91 816 375	90 732 965
Chiffre d'affaires du Groupe [1]	M€	136 438	136 049	116 782
Scopes 1, 2, 3/Chiffre d'affaires du Groupe [1] (approche fournisseurs)	**tCO_2e/M€**	**881**	**675**	777

(1) Chiffre d'affaires consolidé hors trading.

Précisions sur le Bilan carbone du Groupe

Le Bilan carbone du Groupe suit les préconisations du GHG Protocol. Il est établi aux bornes de l'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre de consolidation du Groupe pour les Scopes 1, 2 et 3, complété, pour le Scope 3, des investissements minoritaires et non opérés par le groupe EDF dont les émissions sont intégrées à hauteur de la quote-part de détention de la société par le Groupe.

Périmètre de consolidation du Bilan carbone (Scopes 1, 2 et 3) : EDF, EDF PEI, Dalkia, Edison, Enedis, Électricité de Strasbourg, EDF Trading, EDF Energy, Framatome, EDF Renouvelables, Norte Fluminense, MECO, Luminus, EDF China. Les émissions des autres sociétés contrôlées par le groupe EDF représentent moins de 1 % des émissions comptabilisées.

Les données utilisées sont référentes au 1er janvier jusqu'au 31 décembre de l'année N. Le Bilan carbone du Groupe utilise des données physiques pour le calcul de 89 % des émissions GES. Une partie de ces données physiques, compte tenu de leur stabilité d'une année sur l'autre, sont collectées sur l'année précédente à l'exercice. Les émissions sont calculées ainsi sur la base de données N-1 représentent moins de 2 % des émissions du Bilan carbone. Les facteurs d'émission appliqués sont mis à jour annuellement en décembre de l'année N. Ils proviennent de la Base Carbone de l'ADEME, à défaut, de l'AIE et d'Ecoinvent. Les valeurs de pouvoir de réchauffement global (PRG) utilisées correspondent à celles publiées dans le 6e rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Les principaux outils utilisés pour le calcul des émissions relèvent d'un développement interne à EDF.

Précisions sur le Scope 1

Les émissions directes des centrales thermiques (CO_2, CH_4 et N_2O) sont déterminées soit par des mesures directes, soit en se basant sur des analyses de combustibles ou des facteurs d'émission standard. Cette approche englobe toutes les étapes du processus de production d'électricité. Les émissions de CO_2 tiennent également compte des émissions issues des procédés industriels, telles que la désulfuration des fumées. Les émissions de méthane (CH_4) et d'oxyde nitreux (N_2O) sont converties en tonnes d'équivalent CO_2 pour leur comptabilisation.

Les émissions dues à la combustion dans les groupes de secours des centrales sont calculées sur la base des quantités de combustible achetées auprès du principal fournisseur du Groupe au cours de l'année, reflétant ainsi les consommations réelles.

Les émissions de CO_2 et CH_4 liées à la mise en eau des retenues hydrauliques, d'une superficie supérieure à 1 hectare, sont estimées selon la méthode préconisée par le GIEC (2019). Cette méthode est appliquée pour le calcul des émissions de dioxyde de carbone (CO_2) et de méthane (CH4), mais ne permet pas d'évaluer les émissions d'oxyde nitreux (N_2O). Les émissions de retenues en zone tempérée utilisent les paramètres appliqués pour le Tier 1 du GIEC. Les émissions de retenues en zone tropicale, compte tenu de leurs émissions fugitives plus élevées, utilisent les paramètres issus des mesures in situ suivant l'approche Tier 3 du GIEC. Pour les retenues, dont la surface n'est pas connue compte tenu de leur ancienneté, les émissions fugitives se basent sur la production hydraulique annuelle de la centrale. Pour les calculs des émissions avec ces deux méthodes, le paramètre relatif à l'âge de la retenue de l'approche GIEC est employé (±20 ans).

Les émissions des postes du Scope 1 calculées sur la base des données physiques de l'année N-1 représentent 3 % de ce Scope (0,5 $MtCO_2e$). Il s'agit des émissions relatives aux combustibles utilisées pour les flottes de voitures, les bâtiments, aux émissions fugitives des retenues de barrage, et aux réfrigérants.

Précisions sur le Scope 2

Conformément aux directives du GHG Protocol, le calcul du Scope 2 peut s'effectuer soit sur la base du contenu moyen du réseau électrique (méthode dite par pays ou « location-based ») ou sur celle du contenu spécifique du fournisseur d'électricité (méthode dite par fournisseur ou « market-based »). Dans le cadre de ce rapport, les deux approches sont publiées. L'approche fournisseur se base sur les contrats spécifiques et le facteur d'émissions des fournisseurs, à défaut, sur le mix électrique publié par les organismes d'État. Pour les sociétés où ces informations ne sont pas disponibles, la valeur du mix résiduel du pays (AIB) est appliquée. Ces émissions concernent la production de l'électricité utilisée dans les bâtiments tertiaires (chauffage, refroidissement, processus, éclairage, informatique, équipements divers, etc.) et les data centers. Les émissions biogéniques dans la chaîne de valeur des fournisseurs ne sont pas publiées. Elles sont peu significatives, le Scope 2 ne représentant que 0,7 % du Bilan carbone du Groupe. Par ailleurs, les facteurs d'émissions disponibles ne présentent pas les flux gazeux permettant l'estimation de ces émissions biogéniques.

Les émissions liées aux achats d'électricité dus aux pertes dans les réseaux de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg sont soumises à un retraitement des doubles comptes pour tenir compte des émissions de la production d'EDF déjà comptabilisées dans le Scope 1. En effet, une partie des achats d'électricité pour compenser les pertes réseaux proviennent de la production d'EDF (émissions déjà déclarées dans le Scope 1). Environ 79 % d'électricité sur les réseaux français proviennent de la production d'EDF. Cette fraction est alors retranchée du total des émissions des achats d'électricité réalisés par ces deux distributeurs. Les émissions relatives à ces pertes électriques représentent environ 30 % du Scope 2, soit 0,2 $MtCO_2e$ en 2024.

Les émissions des postes du Scope 2 calculées sur la base des données physiques de l'année N-1 représentent 70 % de ce Scope (0,5 $MtCO_2e$). Il s'agit des émissions relatives à la consommation pour usage propre de chaleur, de froid et d'électricité (hors les pertes).

Précisions sur le Scope 3

Les émissions du Scope 3 ne sont pas calculées à l'aide de données d'entrée et des facteurs d'émissions spécifiques des activités et des fournisseurs des entités.

Les émissions liées aux achats de gaz pour revente aux clients finaux sont calculées à partir de données de ventes totales de gaz des entités (le groupe EDF ne produit pas de gaz). Les émissions liées aux achats d'électricité pour revente aux clients sont calculées à partir de données de ventes totales d'électricité à ces clients déduites de la production électrique propre des entités. Ce traitement évite un double comptage des émissions de Scope 3 et celles de la production électrique des entités déjà déclarées en Scope 1.

Les données relatives aux achats de biens d'équipement et aux achats de biens et services sont basées sur leurs valeurs monétaires.

Les émissions des achats de biens et services sont calculées sur la base des flux monétaires annuels, tels que les services d'assurances, réparations, frais d'études dans les domaines techniques et informatiques, publicités, publications, frais de port et de télécommunication, services bancaires, fournitures pour les besoins propres de l'exploitation, petits matériels, fournitures administratives et petits articles de consommation courante.

Les émissions des achats de biens d'équipement sont calculées sur la base des flux amortis. En effet, les émissions liées aux achats de biens d'équipement peuvent varier considérablement pour un industriel, en raison de la nature irrégulière des grands investissements au fil des années. Pour EDF, les investissements dans les moyens de production peuvent survenir à des intervalles de temps long, en fonction de la durée de vie de ces investissements. Les émissions associées à ces investissements sont alors réparties sur leur durée de vie comptable. Cela permet de lisser les émissions indirectes sur la durée de vie des équipements, tout en conservant l'information sur le stock de carbone dans l'atmosphère. Ce faisant, la méthodologie employée est en ligne avec le GHG Protocol et suit les préconisations de la norme EN ISO 14064-1 (2018) et de l'ADEME (approche par amortissement). Les flux amortis sont comptablement partagés entre incorporels et corporels, tels que les immobilisations des frais de logiciels, de béton, d'équipements métalliques, constructions, etc. Les émissions liées au cycle du combustible nucléaire se basent sur les rechargements annuels de ce combustible. Pour les différentes phases du cycle du combustible (extraction, conversion, enrichissement, fabrication, traitement des combustibles usés, et gestion des déchets), le facteur d'émissions appliqué pour la France est celui recommandé par l'ADEME, et pour le Royaume-Uni celui d'Ecoinvent. Cette méthode permet d'intégrer les émissions associées aux étapes du cycle de vie du combustible nucléaire.

Le poste d'émissions « Investissements » tient compte des émissions des Scopes 1 et 2 des actifs minoritaires dont EDF n'a pas le contrôle opérationnel. Les investissements pris en compte sont des retenues de barrages hydrauliques et des centrales de production thermique fossile. Les émissions du Scope 1 de ces centrales étant importantes, celles du Scope 2 deviennent relativement négligeables et à ce titre ne sont pas intégrées.

Les émissions des postes du Scope 3 calculées sur la base des données physiques de l'année N-1 représentent 0,6 % de ce Scope (0,4 $MtCO_2e$). Il s'agit des émissions relatives aux déplacements des salariés, à l'amont des combustibles utilisés (pour la flotte de véhicules, les bâtiments, l'usage propre de chaleur, froid et électricité, les hors pertes électriques), et aux achats de chaleur pour revente aux clients finaux.

Le Bilan carbone du Groupe intègre les postes d'émissions du *GHG Protocol* permettant de décrire les activités d'EDF. Les autres postes décrits ci-dessous sont soit déjà pris en compte, soit exclus :

- actifs loués en amont : les émissions amont des actifs loués sont déjà prises en compte dans les Scopes 1, 2 et 3 selon la méthode de consolidation appliquée (les actifs loués sont considérés comme propriété du Groupe) ;
- aval transport et distribution : les émissions sont majoritairement comptabilisées par la prise en compte des entités de transport et distribution de l'électricité dans le Bilan carbone du Groupe et par les facteurs d'émissions des postes associés à cette activité ;
- transformation des produits vendus : les produits vendus par EDF sont des énergies (électricité, gaz et chaleur) utilisées par les clients. Ils ne font pas l'objet de transformation ;
- traitement en fin de vie des produits vendus : il n'existe pas de traitement en fin de vie des produits vendus par EDF (électricité et gaz). Néanmoins, les nouveaux développements commerciaux des entités dans le périmètre du Groupe pourraient induire une augmentation de ce poste et son intégration sera alors reconsidérée ;
- aval des actifs loués : les actifs loués sont considérés comme propriété du Groupe et leurs émissions sont ainsi déjà incluses dans les Scopes 1, 2 et 3 ;
- franchises : EDF ne détient pas de franchise ;
- amont (autres) : pas de catégorie « autre » supplémentaire dans les activités d'EDF ;
- aval (autres) : pas de catégorie « autre » supplémentaire dans les activités d'EDF.

3.2.2.1.3.2 Une trajectoire carbone compatible 1,5 °C

Le groupe EDF s'engage et entend prendre toute sa place dans la lutte contre le dérèglement climatique. Il s'est fixé une ambition de décarbonation compatible avec l'Accord de Paris pour le climat, dont l'objectif est de limiter le réchauffement climatique à un niveau bien inférieur à 2 °C, de préférence à 1,5 °C, par rapport au niveau préindustriel.

3.2.2.1.3.2.1. Engagement *Net Zero* long terme

L'engagement *Net Zero* du groupe EDF se base sur une réduction d'au moins 90 % de ses émissions directes et indirectes, et une neutralisation des émissions résiduelles par des puits de carbone à haute intégrité (*cf.* tableau de ces objectifs *Net Zero* à 2050 en 3.2.2.1.1.1 « Une ambition « Zéro émission nette » soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse »). Cet engagement long terme est soutenu par une trajectoire de réduction des émissions à court et moyen termes, compatible avec un réchauffement de 1,5 °C.

Ensemble des cibles et indicateurs du Groupe définissant une trajectoire compatible 1.5 °C

Indicateur groupe EDF	Réalisé 2023	Réalisé 2024	Jalon 2025	Jalon 2027	Cible 2030	Cible 2035	Cible 2050
Intensité carbone (gCO_2/kWh)	37	30			**30**	**22**	**~ 0**
Scope 1 ($MtCO_2e$)	19	16,8	20,0	18,0	15,5	10,5	
% de réduction vs 2017 (données références 2017 51.3 $MtCO_2e$)	- 63 %	-67 %	**- 60 %**	**- 65 %**	**- 70 %**	**- 80 %**	***Net Zero***
Scope 3 ($MtCO_2e$)	72	73,3		83,6	77,6	65,7	**- 90 %** (1)
% de réduction vs 2019 (données références 2019 119,4 $MtCO_2e$)	- 39 %	- 38 %		**- 30 %**	**- 35 %**	**- 45 %**	
Émissions Scope 3.11 ($MtCO_2e$ vs 2019)	- 41 %	- 37 %			**- 28 %**		

(1) Pour neutraliser les émissions résiduelles (en vue du zéro émission nette), le recours à des projets de contribution carbone, visant à « séquestrer » le CO_2 présent dans l'atmosphère et à le stocker, n'est envisagé qu'après 2030.

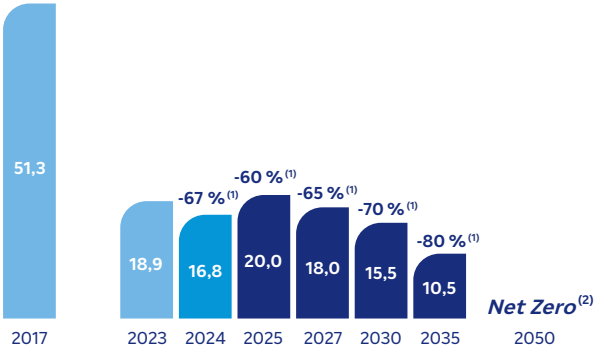
3.2.2.1.3.2.2. Réduction des émissions directes

En novembre 2023, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de ses émissions directes [1] de gaz à effet de serre. Ceux-ci renforcent le niveau d'ambition que le Groupe s'était fixé fin 2020 pour les émissions absolues de Scope 1 et l'intensité carbone en 2030. Ils le complètent en fixant un jalon 2025 et 2035 pour les émissions de **Scope 1** et un jalon 2035 pour l'**intensité carbone**. En novembre 2024, le Groupe s'est fixé un nouveau jalon à 2027 pour le Scope 1.

Objectifs du Scope 1

Objectifs à 2025	**Réduction de 60 %,** comparé à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 20,0 $MtCO_2e$**
Objectifs à 2027	**Réduction de 65 %,** comparé à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 18,0 $MtCO_2e$**
Objectifs à 2030	**Réduction de 70 %,** comparé à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 15,5 $MtCO_2e$**
Objectifs à 2035	**Réduction de 80 %,** comparé à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 10,5 $MtCO_2e$**

Émissions Scope 1 (en $MtCO_2e$)



(1) Vs 2017.
(2) Sur les 3 Scopes.

La cible de réduction des émissions directes s'applique à l'ensemble des émissions Scope 1 du Groupe, et permet d'assurer que le Groupe évolue sur une trajectoire compatible avec un réchauffement de 1,5 °C (voir la section 3.2.2.1.3.2.4 « Labellisation de la trajectoire d'émissions du Groupe »). Elle prend en compte les hypothèses stratégiques internes, notamment sur l'évolution du parc de production thermique du Groupe, et s'appuie sur les scénarios compatibles avec l'Accord de Paris. EDF vise une réduction de ses émissions directes de 60 %, 70 % et 80 % aux horizons 2025, 2030 et 2035. Cela représente une réduction en absolu d'environ 41 $MtCO_2e$ en 2035 par rapport à 2017. En 2024, les émissions Scope 1 d'EDF ont atteint 16,8 $MtCO_2e$, soit une réduction de 67 % par rapport à 2017.

Intensité carbone du Groupe

Les efforts de réduction d'émissions se traduisent également dans l'intensité carbone de la production d'électricité et de chaleur du Groupe, qui atteint 30 gCO_2/kWh en 2024, soit l'objectif fixé pour 2030, et en baisse de 7 gCO_2/kWh par rapport à 2023. L'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produites par le groupe EDF est environ sept fois inférieure à la moyenne européenne (210 gCO_2/kWh [2]) et plus de quinze fois inférieure à la moyenne mondiale (458 gCO_2/kWh [3]).

Au-delà de l'effet de la baisse des émissions directes, l'évolution de l'intensité carbone reflète la hausse de la production bas carbone du Groupe en 2024. L'ensemble des filières du Groupe y contribuent : +11 % pour le nucléaire, +30 % pour l'hydraulique et +7 % pour l'éolien et le solaire. En 2024, la production nucléaire s'élève à 404 TWh, soit +40,8 TWh par rapport 2023, notamment en France où la production nucléaire d'EDF s'est établie au-delà des prévisions initiales dépassant en fin d'année 361 TWh. La hausse de la production hydraulique entre 2024 et 2023 est de +12,7 TWh, hausse due à la performance des outils de production et aux très bonnes conditions d'hydraulicité. La part de la production fossile sur la production totale électricité et chaleur du Groupe n'est que de 8 % en 2024, à 44 TWh, en baisse de 4 TWh par rapport à 2023.

Cette performance s'inscrit néanmoins dans des conditions de marché et de demande particulièrement favorables à un faible recours aux moyens de production électrique thermique fossile, qui ne permettent pas de garantir un maintien en deçà du seuil des 30 gCO_2/kWh à très court terme (pré-2030) dans un scénario de conditions moyennes.

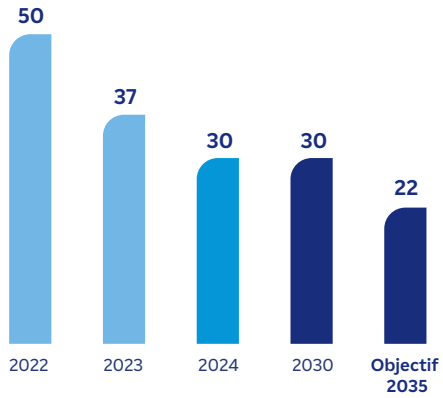
Précision sur l'indicateur

L'intensité carbone est une information spécifique à EDF et un ratio calculé entre les émissions de CO_2 du Scope 1 [4] des centrales de production d'électricité et de chaleur du Groupe et leurs productions associées, et ne s'applique donc pas au même périmètre que l'indicateur de production bas carbone (voir la section 3.2.2.1.3.5 « Développement de la production bas carbone »).

Objectifs d'intensité carbone

Objectif à 2030	**Intensité carbone de 30 gCO_2/kWh**
Objectif à 2035	**Intensité carbone de 22 gCO_2/kWh**

Évolution de l'intensité carbone (en gCO_2/kWh)



(1) Les émissions indirectes du Scope 2 représentant moins de 0,3 % du bilan de gaz à effet de serre du Groupe, elles ne font pas l'objet des nouveaux objectifs.
(2) Valeur 2023, EU-27, Agence européenne de l'environnement, *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*, octobre 2024.
(3) Valeur 2023, Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook* 2024.
(4) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles (correspond à ~ 96 % du Scope 1).

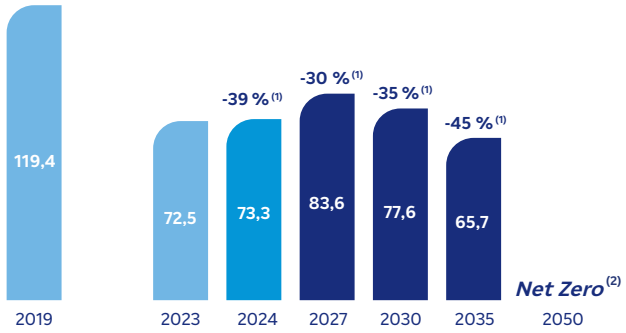
3.2.2.1.3.2.3. Réduction des émissions de la chaîne de valeur

Le groupe EDF s'est fixé des objectifs de réduction de ses émissions indirectes du **Scope 3** à 2030, à la fois sur l'ensemble du Scope 3 et spécifiquement sur la partie du Scope 3 associée aux ventes de gaz à ses clients finaux (voir objectifs SBTi en section 3.2.2.1.3.2.4 « Labellisation de la trajectoire d'émissions du Groupe »).

En novembre 2024, le Groupe s'est fixé deux nouveaux jalons à 2027 et 2035 pour le Scope 3 et a revu son ambition à la hausse sur le jalon 2030.

Objectifs à 2027	**Réduction de 30 %,** comparé à 2019, de l'ensemble du Scope 3 d'ici 2027
Objectifs à 2030	**Réduction de 35 %**, comparé à 2019, de l'ensemble du Scope 3 d'ici 2030
Objectifs à 2035	**Réduction de 45 %**, comparé à 2019, de l'ensemble du Scope 3 d'ici 2035

Émissions Scope 3 (en $MtCO_2e$)



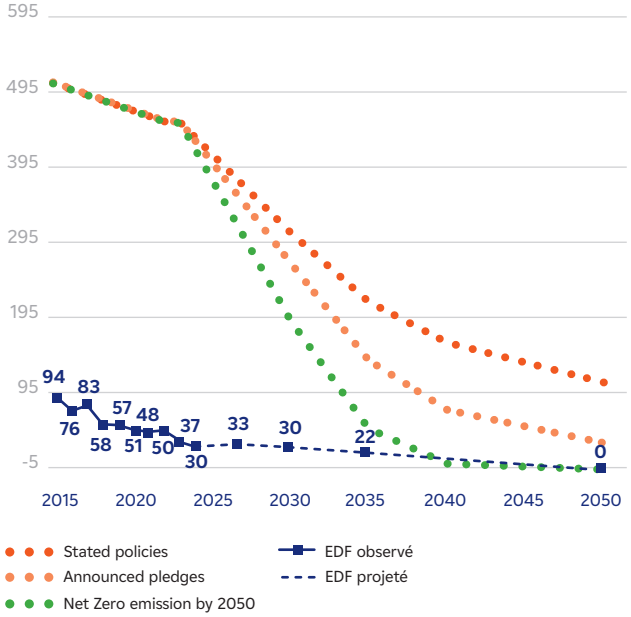
(1) Vs 2019.
(2) Sur les 3 Scopes.

La cible de réduction des émissions indirectes s'applique à l'ensemble des émissions Scope 3 du Groupe, et permet d'assurer que le Groupe s'engage sur une trajectoire court terme compatible avec un réchauffement de 1,5 °C. Elle s'appuie sur les scénarios compatibles avec l'Accord de Paris. EDF vise une réduction d'émissions de 30 % en 2027, 35 % en 2030, et 45 % en 2035, comparé à 2019, sur l'ensemble du Scope 3. Cela représente une réduction en absolu d'environ 54 $MtCO_2e$ en 2035 par rapport à 2019. En 2024, le Groupe a réduit ses émissions Scope 3 de 39 % par rapport à 2019.

3.2.2.1.3.2.4. Labellisation de la trajectoire d'émissions du Groupe

Le niveau d'ambition des objectifs de réduction d'émissions du Groupe déclinés dans les paragraphes précédents a été évalué par Moody's comme s'inscrivant dans une trajectoire d'émissions compatible avec un scénario de réchauffement de 1,5 °C [1]. Depuis la validation de cette trajectoire début 2024, l'ambition Scope 3 du Groupe a été rehaussée (voir 3.2.2.1.3.2.3. Réduction des émissions de la chaîne de valeur). Moody's s'appuie, comme SBTi, sur les courbes sectorielles des scénarios de l'AIE (voir le graphique au périmètre monde). La comparaison avec la trajectoire d'EDF démontre que les émissions cumulées en intensité du Groupe sont bien inférieures au scénario Net Zero de l'AIE, et que ses objectifs à court, moyen et long termes sont compatibles avec un tel scénario.

Courbes sectorielles des scénarios de l'AIE des émissions directes (intensité carbone au niveau mondial [2] et pour EDF en gCO_2/kWh)



Les scénarios Stated policies (STEPS), Announced pledges (APS) et Net Zero emission (NZE) sont les trois scénarios mondiaux considérés par l'AIE dans le World Energy Outlook 2024.

Le scénario STEPS est le scénario tendanciel, conduisant à un réchauffement de 2,4 °C en 2100.

Le scénario APS correspond à la mise en œuvre de tous les engagements climat pris par les pays, conduisant à un réchauffement estimé à 1,7 °C.

Le scénario NZE est le scénario le plus ambitieux, permettant de limiter le réchauffement à 1,6 °C autour de 2040 avant de revenir à 1,4 °C en 2100.

Par ailleurs, la trajectoire de réduction de l'empreinte carbone du groupe EDF, tous Scopes d'émission de gaz à effet de serre confondus, est cohérente avec l'ambition de maintenir le réchauffement mondial à 1,5 °C et avec les vitesses de réduction des émissions envisagées dans le scénario *Net Zero Emission* de l'AIE (données IEA WEO 2024).

Objectifs de réduction des émissions vs 2017	2030	2035	2050
Groupe EDF (tous Scopes)	-42 %	-53 %	-90 %
IEA APS (Well Below 2 °C)	-10 %	-31 %	-68 %
IEA NZE (1,5 °C)	-29 %	-63 %	-98 %

(1) Pour plus de détails, voir le rapport d'évaluation « *Net Zero* Assessment » de Moody's : www.moodys.com/researchdocumentcontentpage.aspx ?docid=PBC_1395660
(2) Les courbes présentées représentent l'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur au niveau mondial.

L'année de référence choisie, 2017, correspond à la première année de publication du bilan GES EDF. Cette année de référence reste représentative en 2024 en termes de périmètre et d'influence de facteurs externes : les évolutions par rapport au périmètre actuel des activités du Groupe et l'influence de facteurs externes dans les évolutions du bilan Groupe ont toutes été tracées. Ces évolutions n'atteignent pas un seuil de matérialité nécessitant un recalcul de l'année de référence.

L'année 2025 marque les 10 ans de l'Accord de Paris, qui a été adopté le 12 décembre 2015 à la COP21, et qui a motivé le développement de politiques climatiques ambitieuses en Europe et dans le monde entier. Le groupe EDF peut se prévaloir d'avoir divisé par 3 ses émissions directes Scope 1 depuis 2015 (de 60,4 $MtCO_2e$ en 2015 à 16,8 $MtCO_2e$ en 2024) et par 3 son intensité carbone (de 95 gCO_2/kWh en 2015 à 30 gCO_2/kWh en 2024), tout en maintenant son titre de plus grand producteur d'électricité décarbonée au monde, c'est-à-dire sans émission directe de CO_2.

Les objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 que le Groupe s'était fixés en 2020, avaient été validés en décembre 2020 comme s'inscrivant dans une trajectoire *Well Below 2* °C par l'initiative *Science Based Targets (SBTi)* [1] selon leur méthodologie spécifiquement développée pour le secteur électrique [2].

Ces objectifs SBTi à 2030 se déclinent ainsi :

- réduction de 50 %, comparé à 2017, des émissions de Scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finaux ;
- réduction de 28 %, comparé à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finaux (Scope 3).

Le Groupe a choisi de ne pas soumettre ses nouveaux objectifs à SBTi dans l'attente d'une évolution de leur méthodologie (processus en cours). La méthodologie actuelle revient à fixer une cible de réduction en intensité carbone identique pour tous les électriciens (environ - 77 % entre 2017 et 2030) quelle que soit leur intensité carbone initiale, ce qui pénalise fortement les acteurs déjà bien avancés dans leur décarbonation comme EDF.

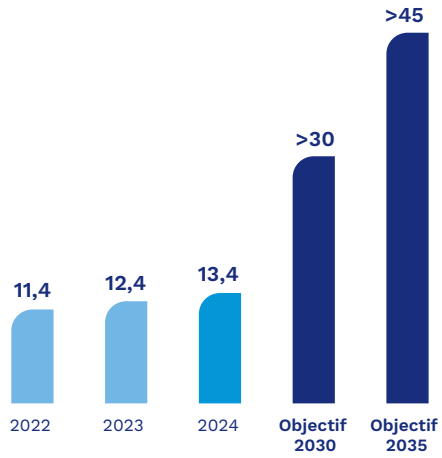
Il est entendu néanmoins qu'il n'existe pas à ce jour de consensus sur des cibles ou trajectoires de réduction des émissions de gaz à effet de serre déclinées au niveau d'une entreprise (les objectifs étant fixés au niveau des États) et qui puissent permettre de garantir la compatibilité d'une stratégie avec un scénario limitant le réchauffement de la planète à 1,5 °C conformément à l'Accord de Paris.

Au 31 décembre 2024, le groupe EDF n'est pas exclu des indices de références « Accord de Paris », reconnaissance de la compatibilité du modèle d'affaire du Groupe avec une décarbonation rapide.

3.2.2.1.3.3 Émissions évitées

EDF s'est fixé un objectif d'éviter 30 millions de tonnes d'émissions de CO_2 à l'horizon 2030, et 45 millions de tonnes d'ici 2035, grâce à la vente des produits et services innovants. Ces cibles permettent de s'assurer qu'EDF propose des solutions et promeut les leviers de décarbonation auprès de ses clients, contribuant ainsi à la décarbonation de l'économie, comme mis en avant dans les plans d'action d'électrification des usages.

Émissions évitées (en $MtCO_2$)



Précisions sur les indicateurs

Cet indicateur couvre les activités suivantes, exercées par EDF SA, Dalkia, Luminus, EDF Energy, et Edison : développement des énergies renouvelables dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; production photovoltaïque (installations vendues aux clients et autoconsommation, à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles, vente de biométhane aux véhicules légers, hydrogène. L'indicateur correspond à l'écart entre les émissions du produit/service vendu et les émissions d'un scénario de référence fixé pour chaque produit/service. Il est calculé en incluant les émissions directes et indirectes de l'analyse du cycle de vie sur une base annuelle.

Bien qu'il n'existe pas à ce jour de référence externe reconnue permettant de déterminer les émissions évitées chez les clients par les produits et services vendus, EDF s'appuie sur des principes de calcul alignés sur les pratiques les plus couramment constatées, sur la base de contrefactuels conservateurs, et en toute transparence (la méthodologie utilisée est disponible publiquement [3]). En parallèle, EDF s'implique dans divers travaux français et internationaux qui visent à développer de telles méthodes de référence. Le résultat 2024, qui correspond à 45 % de la cible à 2030, porte sur une partie seulement des produits et services commercialisés par EDF. Il est amené à croître au cours des années à venir, dans la mesure des évolutions possibles de la méthodologie visant à rester en ligne avec les pratiques externes.

EDF a développé cet indicateur à partir de 2021 sur une première liste de produits et services, puis a élargi les produits services considérés en 2022. Depuis 2022, les produits et services pris en compte dans l'indicateur sont inchangés et les cibles 2030 et 2035 sont établies sur la même base. Les produits et services pris en compte sont des produits importants pour EDF, suffisamment bien définis pour permettre l'élaboration d'une méthode de calcul auditable, et générant un volume significatif d'émissions évitées aujourd'hui ou à l'avenir.

(1) Initiative lancée à la suite de l'Accord de Paris en 2015 par les quatre organisations suivantes : CDP, UN Global Compact, World Resources Institute et World Wild Fund.
(2) *Setting 1,5 °C aligned science-based targets – quick start guide for electric utilities*, CDP, juin 2020.
(3) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-d-entreprise/neutralite-carbone-et-climat/emissions-evitees

3.2.2.1.3.4 Crédits carbone

En 2024, EDF a financé des projets de réduction d'émission et d'absorption via des crédits carbone à hauteur de 1 070 tCO_2e. Les crédits retirés par le Groupe correspondent à des initiatives en interne sur des projets ou périmètres spécifiques, par exemple une contribution carbone à hauteur des émissions de transports au sein d'une entité donnée. Le projet Label Bas Carbone correspond à un projet forestier, les crédits Gold Standard et Verra correspondent à des solutions technologiques.

Crédits carbone retirés	2024
Total (tCO_2e)	1 070
Proportion de projets de réduction (%)	27
Proportion de projets de séquestration (%)	73
Label Bas Carbone (%)	73
Gold standard/Verra VCS (%)	27
Projets en Union européenne (%)	73
Projets soumis à un ajustement correspondant (%)	0

EDF planifie de retirer à l'avenir des unités de réduction d'émissions associées à son investissement dans le projet de Chambord (voir la section 3.2.2.1.2.3.1 « Contribution carbone »), correspondant à un total de 18 075 tCO_2e certifiées et créditées, dont environ 5 000 tCO_2e pour répondre à l'obligation réglementaire dans le cadre du Fonds de compensation carbone (voir la section 3.2.2.1.2.3.1 « Financement de projets en dehors de la chaîne de valeur »).

Par ailleurs, l'engagement *Net Zero* du Groupe implique l'achat et l'annulation de crédits carbone pour neutraliser ses émissions résiduelles à horizon 2050, à hauteur de maximum 10 % des émissions de l'année de référence du Groupe. Cela pourrait représenter environ 16 $MtCO_2e$ maximum tous les ans à partir de 2050. Ces crédits ne sont à date pas contractualisés.

Enfin, EDF retire également des crédits dans le cadre d'offre de fourniture d'énergie destinées aux clients du Groupe : à ce titre, ces crédits ne sont pas considérés comme financés par le Groupe mais bien au bénéfice des clients en question.

Précisions sur les indicateurs

Les valeurs reportées dans le tableau reposent sur les volumes de crédits retirés en 2024 pour les projets financés par le Groupe. Ne sont pas reportés les volumes retirés pour des tiers, typiquement dans le cadre d'offres de fourniture d'énergie associées à une contribution carbone.

3.2.2.1.3.5 Développement de la production bas carbone

Le développement de la production bas carbone est une des quatre ambitions stratégiques partagées par le Groupe en 2024. Cette production doit permettre la décarbonation des mix énergétiques et la réponse à la demande liée à l'électrification des usages.

Le Groupe ambitionne de maximiser la disponibilité du parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance, de construire de nouveaux réacteurs (EPR2 et NUWARD) et d'accélérer le développement des énergies renouvelables avec plus de 8 GW bruts mis en service/an en moyenne à horizon 2035, vs 3,2 GW bruts/an en 2024.

Le Groupe ambitionne de développer des solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique et assurer l'équilibre offre-demande. En complément de la flexibilité déjà apportée par les parcs nucléaire et hydroélectrique, le Groupe va développer des moyens de stockage et « verdir » des moyens de production thermique à flamme et va poursuivre le développement de solutions de flexibilité côté clients.

				Performance	
Cible	Référence	Revue	Périmètre	2023	2024
8 GW/an brut ENR mis en service/an à horizon 2035	2,9 en 2023	Annuelle	Activités propres	2,9	3,2

3.2.2.1.3.6 Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique

Consommation d'énergie et mix énergétique

Les indicateurs de consommation d'énergie présentés ci-dessous sont considérés moins pertinents pour un énergéticien intégré comme EDF, dont le rôle dans la décarbonation de l'économie va bien au-delà de sa consommation propre.

En MWh PCI [1]	Consommation d'énergie totale *(somme « Scope 1 » et « Scope 2 »)*	Consommation de combustibles pour les activités de l'entité « Scope 1 »	Consommation d'électricité, de chaleur et de froid « Scope 2 »
Consommation d'énergie provenant du charbon (a)	1 411 310	1 353 097	58 213
Consommation d'énergie provenant de produits pétroliers (b) *(fioul lourd + fioul léger)*	11 904 719	11 817 678	87 041
Consommation d'énergie provenant de gaz naturel (c)	60 770 891	*60 149 673*	621 218
Consommation d'énergie provenant d'autres sources fossiles	621 218	544 717	76 501
Consommation totale fossile (a+b+c)	**74 708 138**	**73 865 165**	**842 973**
Part de fossiles dans la consommation totale d'énergie (en %)	81,4 %	87,5 %	11,4 %
Consommation d'énergie provenant de source nucléaire	4 422 281	**Non applicable [3]**	4 422 281
Part de nucléaire dans la consommation totale d'énergie (en %)	4,8 %	-	59,9 %
Consommation d'énergie provenant de source renouvelable *(biomasse, biogaz et bois respectant les critères de durabilité)*	**12 649 211**	**10 531 476**	**2 117 735**
Part de renouvelables dans la consommation totale d'énergie (en %)	13,8 %	12,5 %	28,7 %
CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE	**91 779 630**	**84 396 641**	**7 382 989**
Intensité énergétique (consommation totale d'énergie par chiffre d'affaires du Groupe [2])	786		

(1) Pouvoir calorifique inférieur du combustible.

(2) Chiffre d'affaires consolidé hors trading (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024).

(3) L'uranium utilisé dans les centrales EDF n'est pas considéré comme une énergie finale.

Pour la production d'énergie renouvelable et non renouvelable du Groupe, voir la section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires ».

Précisions sur les indicateurs

Ces indicateurs reposent sur les méthodes et hypothèses suivantes : les valeurs pour le « Scope 1 » sont obtenues en multipliant la consommation du combustible considéré (cf. section 3.2.6.2.2 « Cible et indicateurs relatifs aux ressources entrantes ») par le PCI associé (valeur issue de l'entité la plus contributrice du Groupe en termes de consommation du combustible considéré). Les valeurs pour le « Scope 2 » sont obtenues du Bilan carbone, en ventilant celles-ci pour chaque entité du Groupe, par nature d'énergie, en utilisant le mix électrique moyen du pays où se situe majoritairement l'entité (données sources IEA [1] et en complément *Lowcarbonpower* [2]).

3.2.2.2 Adaptation au changement climatique

Le dérèglement climatique, auquel chacun assiste, est sans précédent à une échelle de temps aussi courte. La température moyenne de la planète a déjà augmenté de près de 1,2 °C depuis 1750. Ce réchauffement va de pair avec une hausse du niveau de la mer, une augmentation variable selon les régions du monde de la fréquence et de la gravité des catastrophes naturelles. Il participe à une érosion de la biodiversité à l'échelle mondiale. Le risque climatique est une réalité déjà tangible dont les effets vont s'accentuer dans les prochaines années.

Avec des installations dont la durée de vie technique dépasse potentiellement 40 ans, le groupe EDF est, parmi les acteurs non étatiques, l'un des industriels les plus exposés aux conséquences physiques du changement climatique. De ce fait, le risque climatique a été reconnu comme risque prioritaire à l'échelle du groupe EDF depuis 2018, après avoir commencé à y travailler dès les années 1990 et les premiers rapports du GIEC.

L'adaptation au changement climatique est la démarche d'ajustement au climat actuel, à son évolution et à ses conséquences. Il s'agit à la fois de réduire les effets préjudiciables du changement climatique et aussi de tirer parti des éventuelles opportunités associées.

3.2.2.2.1 Politique liée à l'adaptation au changement climatique

Le groupe EDF s'est fixé un ensemble d'engagements dans le cadre de sa démarche d'adaptation au changement climatique :

- évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures ;
- adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes ;
- intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations ;
- adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique ;
- prendre en compte la dimension écosystémique du dérèglement climatique.

Cette politique énonce notamment que les entités les plus exposées aux conséquences physiques du changement climatique élaborent un plan d'adaptation au changement climatique et le mettent à jour tous les 5 ans. Ces plans sont validés en Comité stratégique RSE.

(1) www.iea.org
(2) lowcarbonpower.org

Le groupe EDF salue la mise en œuvre de la troisième version du Plan national d'adaptation au changement climatique, construit autour d'une Trajectoire de réchauffement de référence pour l'adaptation au changement climatique (TRACC) correspondant à un réchauffement de +4 °C en France à l'horizon 2100, soit +3 °C au niveau mondial par rapport à la période préindustrielle. Néanmoins, EDF privilégie l'utilisation des données CMIP6 par le Service climatique interne pour les applications industrielles.

3.2.2.2.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière d'adaptation au changement climatique

Une stratégie globale de résilience

Dès 1999, les tempêtes Lothar et Martin ont conduit EDF à travailler sur la prévention des impacts physiques du climat sur ses activités. Suite à la canicule de l'été 2003, le groupe EDF s'est doté d'un plan « Aléas climatiques » en 2004, puis d'une stratégie d'adaptation au changement climatique en 2010.

La stratégie d'adaptation du groupe EDF couvre les ouvrages de production dont la durée de vie est supérieure à 40 ans, comme les centrales nucléaires et les barrages hydroélectriques. Les entités concernées du groupe EDF sont tenues de prendre en compte les risques climatiques (physiques et de transition) dans l'élaboration de leur cartographie des risques [1]. Pour ces études d'impact et de dimensionnement, EDF considère systématiquement plusieurs scénarios d'évolution des émissions mondiales de gaz à effet de serre à horizons jusqu'à 2100, dont au moins un scénario pénalisant en termes d'émission de gaz à effet de serre tel que le scénario SSP3-7.0.

Le programme ADAPT et le plan d'action CEMA [2]

Le programme ADAPT vise à sécuriser la production des sites thermiques et nucléaires français en anticipant les conséquences du dérèglement climatique, en préservant les ressources planétaires.

La démarche est articulée autour de 3 axes :

- comprendre le dérèglement climatique et ses effets à l'échelle des territoires en intégrant son caractère systémique pour imaginer les futurs climatiques des territoires ;
- évaluer les impacts du dérèglement climatique sur les installations mais aussi sur l'écosystème territorial des centrales ;
- agir pour mobiliser les acteurs internes et externes en raison des dimensions évolutives et systémiques du dérèglement climatique et de ses conséquences, pour adapter son outil de production et contribuer à l'habitabilité des territoires.

ADAPT développe une approche systémique de l'adaptation au dérèglement climatique :

- prise en compte des parties prenantes et association à la définition des critères de résilience et des mesures d'adaptation ;
- intégration des interlocuteurs contractuels et non contractuels.

Le programme se structure autour de l'habitabilité des territoires. À ce titre, il couvre la biodiversité, la séquestration carbone et l'adaptation des milieux. Il s'attache à répondre aux effets induits sur l'acceptabilité sociale et sociétale de ses activités. ADAPT identifie des engagements et investissements dits « immédiatement intéressants ». Dans ce cadre et au regard du retour d'expérience de l'été 2022 et des contraintes liées à la conception des systèmes et matériels, la démarche identifiant les investissements appropriés a été mise en place avec la Direction Nucléaire d'EDF et le programme Grand Carénage. Elle cible les impacts du changement climatique déjà visibles, en particulier en matière d'optimisation de la production et de sobriété en eau.

ADAPT est complémentaire à la Direction Nucléaire d'EDF et au Grand Carénage qui intègrent le dérèglement climatique dans tous les processus, en particulier les visites décennales à venir, en impliquant les unités concernées.

ADAPT veille à ce que les mesures d'atténuation et d'adaptation s'inscrivent dans la durée et ne constituent pas des *maladaptations* [3]. L'analyse est complémentaire aux travaux d'ingénierie pour tenir compte du caractère systémique et évolutif des conséquences du dérèglement climatique.

Le programme ADAPT, *via* CEMA, réalise des diagnostics territoriaux utilisables comme aide à la préparation des stratégies d'adaptation des territoires. Cette étude permet une analyse grandeur nature de l'ensemble des dimensions du projet : des installations industrielles aux écosystèmes contractuels et non contractuels. La méthodologie mise en œuvre pour le site de Chooz a été élargie à Cattenom, Nogent-sur-Seine, Gravelines, Belleville-sur-Loire, Chinon, Dampierre et Saint-Laurent-des-Eaux.

Sur le parc thermique fossile, les exigences réglementaires en période de sécheresse ont été mises en œuvre à l'été 2023, et des expérimentations permettant de réduire les températures des bâtiments ont été menées, pour accroître la résilience des centrales au changement climatique (voir la section 3.2.2.3.4 « L'analyse scénarisée des risques physiques »).

À titre d'illustration, ADAPT consiste en :

- des **solutions techniques** qui s'inscrivent dans la démarche des investissements immédiatement intéressants et dans le plan eau 2024 (sobriété, disponibilité et qualité de l'eau) ;
- des **solutions fondées sur la nature :** ripisylves, restauration de zone humide, tourbières…
- des **programmes de recherche coordonnés par R-ADAPT.**

ADAPT travaille sur les benchmarks avec les outils de production situés en zones sensibles et s'implique dans les retours d'expérience sur les évènements extrêmes (Ciaran, Kirk).

Le plan ARCHE d'adaptation des ouvrages hydrauliques

La survenue d'évènements climatiques majeurs de plus en plus répétés comme la prise en compte de l'accentuation de la variabilité hydrométéorologique liée au changement climatique et ses conséquences économiques [4] ont conduit EDF à mettre en place un plan d'adaptation du parc de production hydroélectrique exploité par EDF en France continentale nommé « ARCHE » (Adaptation et résilience au changement climatique de l'hydraulique à EDF).

Le plan ARCHE est structuré autour des 3 enjeux majeurs :

- préserver la sûreté des installations et des personnes ;
- maintenir un haut niveau de performance économique et environnementale ;
- maintenir une contribution essentielle dans la gestion du multi-usage de l'eau (qui concerne 2/3 des concessions) en France continentale (stockage/déstockage des réservoirs, atténuation des crues, etc.).

Pour y répondre, le plan fixe 4 axes principaux qui se décomposent en une trentaine d'actions (liste *infra* non exhaustive) :

Adapter la connaissance du Groupe

- Sur les impacts sur les ouvrages du Groupe par la démarche d'évaluation et d'actions d'adaptation aux phénomènes extrêmes avec quinze réévaluations d'études de crues extrêmes réalisées en 2023 et 2024. Ces études sont des données d'entrées des Études de Dangers Barrage (exigées dans la réglementation relative à la sécurité des ouvrages hydrauliques et transmises aux DREAL) qui concluent pour chaque ouvrage concerné sur la maîtrise des différents risques, en particulier le risque de crue.

(1) Voir la section 3.2.2.3 « Résilience du modèle d'affaire face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques".

(2) CEMA : Comprendre Évaluer Mobiliser Agir.

(3) Une *maladaptation* se produit quand des stratégies d'adaptation au changement climatique produisent des effets néfastes et indésirés pour certaines populations et/ou leur environnement – en particulier quand elles rendent des populations plus vulnérables au changement climatique à la suite de leur mise en place.

(4) L'accentuation de la variabilité hydrométéorologique liée au changement climatique pourrait conduire à des variations annuelles du productible de plus de 20 TWh (soit 50 % de sa production moyenne) entre une année très humide et une année très sèche.

- Sur les données et les modèles avec le service climatique d'EDF dont les 2 principales actions 2024 ont été :
  - > inter-comparaison des projections des bases de données climatiques (Euro-Cordex, CMIP5, CMIP6, approche TRACC) ;
  - > contribution au projet national EXPLORE 2 piloté par INRAE et Météo France avec le partage du modèle EDF, le seul avec un module intégrant l'évolution des glaciers.
- Sur les scénarios de climat futur, de disponibilité de la ressource naturelle, de la pression des usages, des équilibres entre offre et demande en eau, de la performance des dispositifs de gestion avec la mise en place du Jumeau Numérique de Bassin (JNB) Versant Loire-Vienne, maquette numérique des processus naturels ou anthropiques qui composent le cycle de l'eau à l'échelle du bassin versant de la Loire.

Adapter le patrimoine du Groupe

- En imaginant des adaptations pérennes comme avec la prise d'eau de l'usine hydroélectrique des Bois qui turbine l'eau de la fonte de la Mer de Glace à Chamonix avec une prise d'eau initialement vulnérable à la fonte du glacier. Une étude approfondie pour accroître la résilience dans l'adaptation en étant indépendant de la vitesse de fonte du glacier a conduit à la mise en place d'une nouvelle prise d'eau en surface en aval.
- En conciliant adaptation de l'activité économique du Groupe et résilience des territoires comme avec le projet de STEP de Vouglans - Saut-Mortier (Ain) dont les travaux lancés en 2024 permettront de rendre le territoire plus résilient au changement climatique. Le nouvel équipement vise à la fois à favoriser la production à l'aval et à accroître la qualité des services rendus au territoire. Sa fonction pompe-turbine permet d'accroître la capacité de stockage d'eau et de gagner en flexibilité énergétique pour faire face aux pics de consommation, *via* une augmentation de 18 MW de puissance. À noter que les besoins de soutien en débit de la Basse Rivière d'Ain à l'horizon 2055 ont été modélisés par EDF en intégrant les tendances prospectives liées au changement climatique pour fiabiliser la rentabilité comme le bénéfice externe du projet.

Adapter l'exploitation du Groupe

- Par une réflexion sur la résilience de ses organisations (gestion de crise, adaptation des consignes d'exploitation) face à ces réévaluations de phénomènes extrêmes (crues, grand froid, tempêtes, etc.) dans le cadre du programme CREDOH (Conformité réglementaire des ouvrages hydrauliques) qui intègre les études et travaux éventuellement nécessaires sur chaque ouvrage compte tenu de la conclusion de chaque Étude de Danger mise à jour (voir *supra*) ;
- Par une démarche intégrée des ingénieries hydrauliques d'EDF porté par le projet « Hydroscope » qui vise à développer l'expertise et industrialiser les outils d'aide à la décision sur les modes de gestion de l'eau à l'échelle des bassins versants avec, par exemple la mise en œuvre d'un simulateur de cote de retenue comme outil d'aide à la décision opérationnelle pour le multi-usage de l'eau en contexte de changement climatique développé pour 3 retenues en Région Sud (Serre-Ponçon, Saint-Cassien et Saint-Peyres).

Adapter le positionnement et la communication du Groupe

- Avoir une communication « juste » avec le lancement d'une étude ACV sur le parc hydraulique d'EDF en 2024 afin de mettre à jour la valeur d'émission du kWh produit (calculé à 6 gCO_2/kWh en 2010).
- Construire une vision partagée avec les parties prenantes du Groupe comme lors des 8e Rencontres de Bassin Rhône Méditerranée en octobre 2024, en présence du Président d'EDF, dont le thème était « Changement climatique : agissons ensemble pour l'eau, l'énergie et la biodiversité ».

Adaptation des réseaux de distribution

Avec 1,4 million de kilomètres de câbles électriques répartis sur tout le territoire, le réseau de distribution d'Enedis représente une distance équivalente à 35 fois le tour de la Terre et est le plus grand d'Europe. Enedis est naturellement en première ligne face aux intempéries et aux effets du changement climatique. De ce fait, Enedis a établi un Plan d'Adaptation aux Aléas Climatiques du réseau de distribution qui vise à renforcer le réseau de distribution, en remplaçant les câbles les plus fragiles et en enterrant les lignes les plus exposées aux risques climatiques, notamment dans les régions boisées particulièrement sensibles aux tempêtes et aux incendies. Créée à la suite de la tempête de 1999, la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) est un dispositif d'urgence qui permet à Enedis de mobiliser des moyens considérables en quelques heures lors d'évènements climatiques majeurs, et cela afin de rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. La FIRE compte actuellement 3 500 techniciens formés aux situations de crise et 10 plates-formes logistiques de stockage réparties à travers le pays, permettant le déploiement de 3 500 groupes électrogènes. Avec la Force d'Intervention Rapide Electricité (FIRE), Enedis peut mobiliser jusqu'à 3 000 personnes en 24 heures en cas d'évènement climatique extrême. Le Groupe a démontré sa capacité à gérer efficacement des situations de crise climatique grâce à la FIRE.

En 2024, 2 600 km de réseaux HTA aériens et 4 150 km de réseaux BT aériens nus ont été déposés[1].

En Corse et dans les territoires d'outre-mer, EDF SEI s'appuie sur la solidarité entre les territoires corse et ultramarins (FIRE SEI), et sur la FIRE Enedis lors des évènements climatiques impactant de manière importante le réseau.

Adaptation des territoires insulaires

Dans les territoires insulaires, en complément d'activités de production d'électricité, EDF joue le rôle de gestionnaire de réseau et assure le transport et la distribution de l'électricité. Le risque cyclonique est considéré comme majeur pour ces infrastructures notamment pour les Antilles (Martinique, Guadeloupe, Saint-Martin et Saint-Barthélemy) et pour la Réunion.

Les réseaux ultra-marins ont été construits conformément à une réglementation qui a progressivement accentué les critères de tenue mécanique des ouvrages aux aléas climatiques. Leur résistance mécanique à des cyclones puissants fait l'objet d'études en vue de travaux de confortement.

EDF SEI travaille à l'insensibilisation du réseau aux risques cycloniques selon trois grands modes d'actions :

- enfouissement systématique des nouveaux réseaux de moyenne tension posés, notamment dans le cadre des raccordements de moyens de production renouvelable ;
- enfouissement progressif des réseaux de moyenne tension existants en fonction de leur importance pour l'alimentation des clients ;
- renforcement mécanique ponctuel du réseau de haute tension.

Les bâtiments qui abritent les ouvrages électriques (postes sources) sont construits selon les normes cycloniques et sismiques.

En 2024, les actions suivantes ont été menées :

- une politique de résilience HTB est en cours de préparation pour les cyclones de forte intensité ;
- des études R&D auprès du service climatique ont été définies afin d'améliorer la connaissance d'aléas climatique et des impacts de leur évolution sur des aménagements et sur les débits de cours d'eau alimentant des installations hydroélectriques ;
- des études ont été mises en œuvre pour mieux appréhender la résistance des pylônes à des vents intenses ;
- enfin, dans le cadre de raccordements ou d'enfouissement de lignes, 142 km de réseau HTA souterrain ont été posés en 2024. 41 km de réseau HTA aérien ont été déposés dans la même période.

(1) Par ailleurs, les nouvelles lignes moyenne tension (HTA) sont réalisées en souterrain, et pour la basse tension (BT), en technique souterraine ou discrète. Voir aussi la section 3.2.5.2.2 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité ».

Le 15 janvier 2024, le cyclone Belal a touché La Réunion, avec des vents violents causant des dégâts importants au réseau électrique. Après la levée de l'alerte rouge, les équipes d'EDF ont pu intervenir sur le terrain, rétablissant l'électricité pour 90 % des 150 000 clients affectés en 48 heures. Des moyens significatifs ont été mobilisés : 200 techniciens, 50 véhicules, 6 hélicoptères, ainsi que la FIRE Enedis et SEI, avec des renforts d'Enedis et d'EDF Corse. Les travaux d'urgence ont été suivis de travaux de consolidation du réseau tout au long de l'année 2024.

Le 14 décembre 2024, le cyclone tropical Chido a frappé Mayotte, causant d'immenses dégâts humains et matériels, notamment au réseau électrique. Face à l'ampleur des dégâts, le groupe EDF s'est immédiatement mobilisé pour appuyer Électricité de Mayotte (EDM [1]) dans le rétablissement de l'accès à l'électricité et la reconstruction du réseau électrique en déployant des moyens matériels et humains, en étroite coopération avec les pouvoirs publics. Cette mobilisation au 4 janvier 2025 comprenait : 75 salariés du groupe EDF poursuivant les opérations en appui d'Électricité de Mayotte : 48 salariés d'Enedis, membres de la FIRE, 17 salariés d'EDF SEI, 10 salariés de la Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN). La FARN, spécialisée dans la gestion de crise, a également permis d'apporter des moyens logistiques supplémentaires avec l'installation de 2 bases vie. 200 tonnes de matériels de réseau, 60 véhicules et 220 groupes électrogènes ont été déployés par le groupe EDF.

Adaptation des projets solaires, éoliens et stockages

Le plan d'adaptation d'EDF Renouvelables vise à appréhender plus finement les risques climatiques liés au développement de projets solaires, stockages et éoliens, notamment en termes d'exposition à des évènements extrêmes (tempêtes, inondations...) et à adapter les actifs en conséquence (résistance des équipements électroniques à la chaleur, système de drainage et étanchéité, etc.).

Les parcs solaires sont particulièrement sensibles aux risques climatiques aigus, notamment ceux liés aux vents violents, aux fortes précipitations et aux tempêtes de grêle, tandis que les parcs éoliens peuvent être davantage affectés par l'évolution de la production d'électricité due à des changements dans la configuration des vents. EDF Renouvelables, dans le cadre de son plan d'adaptation, a mis en place un ensemble d'actions afin d'améliorer le design des infrastructures (particulièrement sur les panneaux solaires) ainsi que pour améliorer la prévision du productible. Cela inclut un programme R&D visant à mieux caractériser l'intensité et la fréquence des évènements climatiques extrêmes en mettant l'accent sur les régions stratégiques pour le développement de projets.

La conception des projets de parcs solaires intègre les risques liés aux vents extrêmes et aux inondations. Les structures sont conçues pour résister à des vitesses de vent élevées, tandis que les systèmes de drainage sont améliorés pour atténuer les risques d'inondation. De plus, l'étanchéité est renforcée pour garantir une protection optimale contre les inondations. L'incertitude du productible liée à l'évolution des régimes de vent est intégrée dans le développement des actifs éoliens.

Adaptation et coûts des assurances risques naturels

Les risques climatiques peuvent donner lieu à des primes d'assurances plus élevées et à une couverture moindre des actifs dans certaines zones exposées (franchises plus élevées, limites de garanties réduites). En France, par exemple, le taux de la prime catastrophe naturelle est passée de 12 % à 20 % en janvier 2025.

Les contrats d'assurance étant renouvelés régulièrement (tous les 1 à 2 ans), les impacts à long terme du changement climatique sur un risque donné ont une influence réduite sur les conditions d'assurances à court terme. Toutefois, on peut prédire une hausse à moyen/long terme des coûts moyens d'assurance, même si des fluctuations sont possibles sur ces marchés très volatils. La politique d'adaptation au changement climatique d'EDF et les plans d'actions associés aux efforts d'adaptation contribuent à augmenter la robustesse des infrastructures face aux aléas extrêmes et nourrissent ainsi les échanges avec les assureurs.

Des investissements d'adaptation

Les ressources investies par le Groupe au titre de l'adaptation au changement climatique s'élèvent, selon les estimations réalisées en 2024, à 818 M€ et représentent 3 % des investissements du Groupe.

Les investissements en matière d'adaptation identifiés à ce jour portent sur l'adaptation des réseaux de distribution à travers Enedis et ses actions visant à renforcer son réseau face aux aléas climatiques pour 703 M€, sur l'adaptation des territoires insulaires notamment par les actions d'EDF SEI et le renforcement de ses installations face au risque de submersion ainsi que sur des actions d'adaptation des ouvrages hydroélectriques en France métropolitaine et dans les territoires insulaires pour 13 M€ en 2024, d'adaptation des projets de stockage et d'adaptation des projets solaires et éoliens pour améliorer la production et la prévision du productible.

Les investissements sont également réalisés dans les activités du nucléaire pour 7 % et estimés à 60 M€ avec la mise en œuvre du programme ADAPT qui vise à sécuriser la production des sites thermiques et nucléaires français en anticipant les conséquences du dérèglement climatique et en préservant les ressources planétaires. Les ressources investies dans ce programme au titre de l'objectif d'adaptation sont en cours de chiffrage et le montant ci-avant présenté pour l'année 2024 est une estimation basse des investissements réels engagés par le Groupe.

Des dépenses en faveur de l'adaptation au changement climatique

En 2024, 2 % de ces dépenses sont consacrés à l'adaptation au changement climatique soit 352 M€ dont notamment 47 M€ au titre de l'effort de recherche et développement identifié et 272 M€ au titre des dépenses consacrées à l'adaptation du réseau. Ces montants reposent sur des données issues d'une collecte réalisée sur l'ensemble des entités du Groupe dans le cadre des travaux engagés pour la première année d'application de la CSRD. Ceux-ci ne sont pas exhaustifs, et sont susceptibles d'évoluer dans le futur à la suite d'analyses complémentaires. Ces travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront, de manière plus fidèle, l'ampleur des dépenses engagées par le Groupe sur l'objectif d'adaptation au changement climatique.

3.2.2.2.3 Cible et indicateur relatifs à l'adaptation au changement climatique

EDF s'est fixé l'objectif de mettre à jour l'ensemble des plans d'adaptation de ses entités tous les 2 ans *a minima*. Cet indicateur permet de traduire la structuration, la priorisation et l'industrialisation des actions menées au plus près des entités du Groupe exposées aux risques physiques du changement climatique, et ce en conformité avec les exigences de la TCFD. Il s'agit selon les entités concernées[2] de produire un plan d'adaptation par approche qualitative et/ou quantitative, intégré dans le système de management environnemental. La mise à jour de ces plans d'adaptation est nécessaire dans un contexte d'évolution permanente de l'état des connaissances en matière de projections climatiques, d'évolution de la maturité du groupe EDF sur le sujet, et d'évolution des exigences réglementaires en termes d'adaptation. La cible est de 100 % en 2025.

Précisions sur les indicateurs

La mise à jour du plan d'adaptation est considérée comme effective à la suite d'une validation par le comité de direction de l'entité en question et/ou à la suite d'un passage en Comité Stratégique RSE. La valeur de l'indicateur correspond au pourcentage de l'ensemble des 12 plans d'adaptation des entités, mis à jour *a minima* une fois sur les 24 mois précédant le mois de décembre de l'année de reporting.

(1) Électricité de Mayotte (EDM) a la concession du service public de production, distribution et commercialisation de l'électricité sur le territoire de Mayotte. EDF est actionnaire à 25 %.

(2) Le périmètre pour 2024 : DPNT (Direction Production Nucléaire et Thermique), EDF Hydro, NNF (Nouveau Nucléaire France), EDF PEI, EDF SEI, EDF Energy, Luminus, Edison, EDF Renouvelables, DTEO (Direction Transformation et Efficacité Opérationnelle), Framatome, Dalkia.

Cible	Référence	Revue	Périmètre	Performance 2024
Part des plans d'adaptation mis à jour il y a moins de 2 ans	54 % en 2024	Annuelle	Activités propres et chaîne de valeur	54 %

3.2.2.3 Résilience du modèle d'affaire face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques

Le risque climatique a été reconnu comme risque prioritaire à l'échelle du groupe EDF en 2018. Il a fait l'objet d'un rapport du Conseil Scientifique du Groupe en mars 2019, ainsi que d'une analyse détaillée présentée au Comité exécutif du groupe EDF et au Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration en octobre 2019.

Le groupe EDF s'appuie, pour l'analyse des risques climatiques, sur la classification proposée par la TCFD qui distingue les risques physiques et les risques de transition. Cette classification constitue un cadre général, ajusté et complété par EDF pour tenir compte des particularités de ses activités et des enjeux spécifiques à son secteur, dans le but d'identifier les risques et opportunités climatiques matériels présentés en section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique ». L'analyse de scénarios climatiques participe à l'identification des risques et opportunités. Elle nourrit les choix stratégiques du Groupe et contribue à la résilience de son modèle d'affaires.

L'analyse des scénarios de transition à la maille globale (ex. : scénarios NGFS), régionale (ex. : *Impact assessment report* EU *target* 2040) et locale (ex. : SNBC3 en France) permet d'orienter la stratégie d'entreprise de l'ensemble du groupe EDF.

Concernant les risques physiques, le groupe EDF évalue les impacts du changement climatique sur l'ensemble de ses activités, en s'appuyant sur les scénarios les plus défavorables du GIEC en termes de réchauffement. Cela implique l'adaptation de ses installations existantes, la prise en compte du caractère systémique du changement climatique sur l'environnement socio-économique et les territoires, particulièrement pour les centrales nucléaires, ainsi que l'intégration des hypothèses d'évolution du climat dans la conception de ses nouvelles installations.

3.2.2.3.1 L'analyse scénarisée des risques de transition

Pour l'évaluation de la résilience de sa stratégie par rapport aux risques climatiques, notamment ceux liés à la transition (risques juridiques, technologiques, de marché, de réputation), le groupe EDF se base sur les scénarios développés par le *Network for Greening the Financial System* (NGFS). Ces scénarios, développés par des acteurs académiques de référence pour le compte des banques centrales et superviseurs du réseau NGFS, sont disponibles publiquement et reconnus pour leur pertinence. Les scénarios s'appuient sur trois modèles, dont chacun intègre les dimensions économie-énergie-climat (*Integrated Assessment Models* - IAM). Cette approche multi-modèle permet de minimiser les biais spécifiques à un modèle unique, et de rendre compte des fortes incertitudes qui entourent les effets des politiques de transition vers une économie bas carbone. Par rapport aux modèles plus granulaires centrés sur la modélisation du système électrique, les bouclages macro-économiques qui sont explicitement intégrés dans les scénarios NGFS permettent de conduire l'exercice d'évaluation de résilience dans un cadre suffisamment global.

En cohérence avec les recommandations de la TCFD, le groupe EDF s'appuie, pour cette analyse, sur trois scénarios NGFS tirés des trois familles dans lesquelles les scénarios climatiques sont habituellement catégorisés :

- les scénarios *Hot house world* (Vers un monde plus chaud) ou *Too little too late* (Trop peu trop tard) qui donnent lieu à des hausses de températures à la fin du siècle non compatibles avec l'Accord de Paris ;
- les scénarios *Paris-aligned* qui respectent l'Accord de Paris (*Well-Below* 2° C à 2100) ;
- les scénarios *Paris Ambitious* qui visent la neutralité carbone globale à 2050 (1,5 °C à 2100 avec ou sans dépassement temporaire de l'objectif pour rattraper un retard accumulé).

Le choix d'un scénario parmi chaque famille permet de couvrir un large éventail parmi les futurs possibles. Le scénario *Below 2°C*, dont les sous-jacents se rapprochent du scénario interne de référence du Groupe pour les risques marchés énergies, utilisé notamment pour les tests de dépréciation d'actifs du Groupe, a été choisi comme scénario central. L'analyse consiste à évaluer l'impact financier pour EDF d'une transition plus lente (*Hot house world*) ou plus rapide (*Paris Ambitious*), en estimant le différentiel d'EBITDA dans ces scénarios par rapport au scénario central.

Le groupe EDF rappelle que l'atteinte de la neutralité carbone de manière économiquement et socialement efficace nécessite un signal prix CO_2 suffisamment élevé, afin de guider les usages et les investissements vers les solutions bas carbone. Ceci est un enseignement majeur du scénario *Net Zero* présenté par EDF en début d'année 2024 [1]. Cela implique aussi des prix des différentes énergies qui reflètent leur contenu CO_2. Comme la production d'électricité en Europe repose encore à court et moyen termes sur des moyens de production carbonés [2], le prix de l'électricité intègre une composante CO_2, qui est élevée dans la trajectoire optimale vers la neutralité carbone (*Net Zero*). Le prix du CO_2 est donc un indicateur clé de l'ambition climatique des différents scénarios. En cohérence, les scénarios du NGFS ordonnent les prix du CO_2 selon cette ambition : le prix du CO_2 est plus élevé dans les scénarios *Paris Ambitious*, et le prix du CO_2 est moins élevé dans les scénarios *Hot house world*. Et corrélativement, dans le scénario le plus ambitieux d'un point de vue climatique (*Net Zero, Paris Ambitious*), le prix de l'électricité est plus élevé que dans le scénario central, car c'est cette politique publique qui minimise le coût du système énergétique global tout en atteignant la neutralité carbone. Plus spécifiquement, les estimations quantitatives qui suivent, reposent sur la modélisation MESSAGEix-GLOBIOM de la Phase 4 des scénarios NGFS, car c'est la modélisation qui aboutit aux mix énergétiques et aux prix des énergies les plus en phase avec la vision d'EDF parmi les trois modèles disponibles. Dans une démarche d'amélioration continue, EDF anticipe la publication de nouvelles modélisations pour mettre à jour ses analyses des risques et opportunités climatiques. Par exemple, la Phase 5 des scénarios NGFS, aujourd'hui disponible, pourrait être intégrée aux prochains exercices d'évaluation.

L'exercice d'évaluation de la résilience est conduit sur l'année 2035, qui correspond à un horizon stratégique moyen terme pour le Groupe, permettant de différencier les scénarios climatiques selon leurs effets, notamment sur les pays du G4 (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique). Dans ces pays, EDF est présent en tant qu'acteur de référence dans les moyens de production d'électricité mais aussi avec un portefeuille de clients significatif. Dans le reste du monde, hors « G4 », le Groupe se développe principalement via des modèles d'affaires sans contrôle exclusif de l'actif.

(1) www.edf.fr/sites/groupe/files/2024-03/edfgroup_net-zero-scenario_facts-figures_va.pdf
(2) Source : Annual electricity data, Ember.

Scénarios	**Transition rapide** : **Scénario *Net Zero 2050*** - politiques climatiques ambitieuses débouchant sur la neutralité carbone globale en 2050 et conduisant à une augmentation de température moyenne de +1,4 °C en 2100 avec peu de dépassement ou sans dépassement de la cible. *Net Zero 2050* correspond à une transition ordonnée qui repose sur une implémentation rapide des politiques de décarbonation. **Central** : **Scénario *Below 2 °C*** - augmentation graduelle de l'ambition des politiques climatiques conduisant à une augmentation de température moyenne de +1,6 °C en 2100. La neutralité carbone au niveau global est atteinte après 2070. *Below 2 °C* est un scénario de transition ordonné avec une homogénéité inter-régionale des politiques climatiques. **Transition lente** : **Scénario *Current Policies*** - seules les politiques mises en œuvre actuellement sont préservées, et peu d'innovations technologiques émergent, ce qui conduit à une augmentation de température de +3 °C en 2100 et des risques physiques élevés.
Modèle	Scénarios NGFS, modélisation MESSAGEix-GLOBIOM.
Périmètre	Pays du G4 : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique
Principales variables considérées	Demande finale en énergie, part de la demande en électricité, part du mix énergétique produite par des solutions décarbonées (par pays)... Prix du CO_2 Prix de l'électricité
Horizon temporel considéré	Moyen terme (2035) : l'Europe et la plupart des pays où opère le groupe EDF sont engagés à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. 2035 correspond au point intermédiaire sur la trajectoire 2050. Il s'agit d'une échéance majeure pour la stratégie moyen terme du Groupe, et par ailleurs les scénarios climatiques produisent déjà des effets différenciés à cet horizon.

Le tableau ci-dessous présente les résultats de l'estimation quantitative, conduite dans le cadre de l'analyse scénarisée des risques climatiques sur les actifs de production d'électricité du Groupe à horizon 2035.

		Vs Alignement sur le scénario *Below 2°c*	
Modèle d'affaires du groupe EDF	**Indicateur**	*Net Zero 2050* - Transition rapide	*Current Policies* - Transition lente
Production et commercialisation d'électricité	EBITDA 2035	EBITDA en progression de plus de 5 Mds€	EBITDA en diminution de plus de 5 Mds€

L'électricité décarbonée, le principal levier pour atteindre la neutralité carbone de l'économie

La stratégie de décarbonation optimale consiste à : i) sortir les énergies fossiles du mix énergétique, avant tout en électrifiant les usages et en réduisant la demande d'énergie finale ; ii) produire l'électricité ainsi nécessaire par des technologies décarbonées. Pour le groupe EDF, le renforcement et l'accélération des politiques climatiques visant l'atteinte de la neutralité carbone sont cohérentes avec le modèle d'activité du Groupe, comme décliné dans son projet d'entreprise Ambition 2035, et constituent donc des opportunités plus que des risques pour la valorisation de son activité, basée sur l'accompagnement dans les usages décarbonés et la production d'électricité bas carbone (énergie nucléaire et énergies renouvelables). En cohérence, le scénario *Net Zero* 2050 de NGFS, décliné avec MESSAGEix-GLOBIOM, illustre qu'une stratégie ordonnée pour atteindre la neutralité carbone au niveau mondial repose sur : i) une accélération de l'électrification des usages, ce qui contribue massivement à l'amélioration de l'efficacité énergétique et ainsi, en association avec les actions de sobriété dans les comportements, à la réduction de la demande d'énergie finale ; et ii) sur la décarbonation de la production d'électricité. Mettre en œuvre cette stratégie de manière optimale nécessite d'affecter aux émissions de CO_2 un signal-prix élevé, à la hauteur de leur externalité sur le climat. Le prix du CO_2 élevé favorise la production d'énergie décarbonée : c'est la raison pour laquelle l'EBITDA des activités de production et de commercialisation d'électricité décarbonée du Groupe (énergie nucléaire et énergies renouvelables) est supérieur dans un scénario d'ambition climatique renforcée tel que *Net Zero* 2050, par rapport au scénario de référence *Below* 2°C, et inversement pour le scénario *Current Policies*. Les fourchettes traduisent l'incertitude associée aux variables étudiées, en fonction notamment des choix de modélisation. Le scénario *Net Zero* 2050 voit également une diminution de la part du gaz dans les mix électriques européens à horizon 2035 : la durée d'exploitation des actifs fossiles du Groupe intègre dans son *business plan* l'engagement *Net Zero* du Groupe à 2050 (voir la section 3.2.2.3.2 « Évaluation des émissions verrouillées cumulées »). L'impact sur les activités bas carbone reste largement prépondérant vis-à-vis du reste des activités.

3.2.2.3.2 Évaluation des émissions verrouillées cumulées

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique fossile (gaz, charbon, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil ou encore en Belgique. Par ailleurs, il participe au développement de nouveaux actifs gaz principalement à l'international, qui pourraient donner lieu à des émissions verrouillées comptabilisées dans le Scope 1. Néanmoins, la durée d'exploitation de ces actifs tient compte de la trajectoire carbone du Groupe compatible 1,5°C et intègre dans son *business plan* l'engagement *Net Zero* du Groupe à 2050.

Le Chantier thermique décarboné, lancé en mars 2021, a pour objectif de proposer une stratégie de décarbonation de l'ensemble de ces actifs existants et en développement (voir la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes »).

De manière générale, et dans la mesure où l'appel des installations thermiques fossiles du groupe EDF est fonction des conditions de marché et/ou de la gestion de l'équilibre offre-demande en temps réel, EDF attend une baisse du facteur de charge d'un nombre important de ses centrales thermiques fossiles, particulièrement dans les pays du G4, dû à leur déclassement dans le *merit order*, consécutif à l'installation de nouvelle capacité bas carbone.

Les émissions liées aux ventes de gaz aux clients finaux ne sont pas considérées comme verrouillées, dans la mesure où le Groupe maîtrise les contrats qu'il opère.

Actifs existants

En France, en conséquence de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2027 (prolongation imposée par l'État). S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc afin d'en réduire les émissions de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre. La fin de durée d'exploitation de ces centrales s'étend de 2036 à fin 2041. Concernant les turbines à combustion (TAC), qui permettent de garantir l'équilibre offre/demande d'électricité, des essais de fonctionnement avec un bioliquide (*Hydrotreated Vegetable Oils*, conforme à la directive RED II) ont été conduits sur les TAC de Brennilis et de Vaires-sur-Marne dans le cadre du chantier thermique décarboné. Dans les territoires insulaires, EDF a annoncé la décarbonation d'ici 2033 du parc thermique fonctionnant au fioul de l'ensemble des territoires insulaires dont il a la charge *via* le recours aux bioliquides.

En Italie, le parc thermique d'Edison est constitué de 14 CCG. En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, Edison a mis en service en 2023 le premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et en 2024, la centrale greenfield de Presenzano (760 MW), utilisant la même technologie, et à impact environnemental plus modéré (émissions de CO_2 inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La durée d'exploitation prévue de cette catégorie d'actifs, y compris les autres centrales CCG précédemment mises en service et exploitées par Edison, est typiquement de 25 ans. Ces prévisions sont susceptibles d'évoluer et sont mises à jour régulièrement.

Actifs planifiés

En Belgique, Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). Le projet de construction de la nouvelle centrale CCGT à Seraing, a été sélectionné dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*), qui vise à rémunérer des moyens de production permettant d'assurer la stabilité du système électrique. Les travaux ont démarré à l'automne 2022 et la mise en service de la nouvelle unité est prévue pour le second semestre 2025.

3.2.2.3.3 L'utilisation d'un prix interne du carbone pour orienter les investissements

L'atteinte de la neutralité carbone de manière économiquement et socialement efficace nécessite un signal prix CO_2 suffisamment élevé, qui rend compte de l'externalité sur le climat, et qui permet de guider les usages et les investissements vers les solutions décarbonées. Les projets d'investissement du groupe EDF sont passés au crible de sa stratégie et de son engagement « Zéro émission nette » sur l'ensemble de ses émissions directes et indirectes d'ici 2050. EDF s'appuie sur un prix interne du carbone correspondant à une modélisation du prix réel attendu du quota ETS, sur la base de corps d'hypothèse macro-économiques et d'ambition climatique variés.

Pour l'ensemble des pays couverts par l'EU-ETS (système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre) ainsi que le Royaume-Uni (équivalent UK-ETS), qui concentrent la majeure partie des investissements du groupe EDF, la sensibilité de la rentabilité des projets en matière de production est également évaluée sur la base de scénarios moyen-long terme incluant différentes trajectoires de prix anticipés des quotas d'émissions jusqu'en 2050.

Pour les décisions d'investissement à long terme, les prix du CO_2 constituent un élément central de l'analyse et du processus de prise de décision d'EDF. EDF a choisi d'utiliser un prix du CO_2 réel attendu, correspondant à un *shadow price*, comme prix interne du carbone pour les décisions d'investissement dans de nouvelles capacités de production et pour les revues stratégiques *via* des tests de valeur d'actifs existants, dans les zones géographiques où une politique climatique publique a été mise en place par des taxes ou des systèmes de plafonnement et d'échange, comme dans l'UE avec l'EU-ETS (donc les émissions directes du Groupe).

Ces scénarios sont construits en considérant différents paramètres, en particulier la croissance du PIB, les prix des matières premières, les coûts des technologies, les réglementations climatiques et énergétiques, et notamment les politiques publiques telles le *Fit-for-55* et *Repower EU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille française. Ils intègrent également des hypothèses contrastées concernant les trajectoires des prix de l'EU-ETS à moyen et long termes, issues d'un processus impliquant modélisation et contributions d'experts. Le processus s'appuie également sur des sources de données externes telles que les projections d'analystes à court et moyen termes, les modélisations long terme de l'AIE, ou les études du PIK (Potsdam Institute for Climate Impact Research). La fourchette du prix du carbone actuellement retenue par EDF dans ses scénarios est de l'ordre de 40 à 190 euros/tCO_2 à l'horizon 2040, avec un prix médian de 150 euros/tCO_2. En 2024, 66 % des émissions Scope 1 du Groupe étaient couvertes par l'ETS1. EDF anticipe la conformité avec l'ETS2, qui impliquera la mise en place d'un prix interne du carbone portant sur les ventes de gaz du Groupe inclus dans le périmètre. Le système ETS2 sera opérationnel en 2027.

Ces scénarios sont également utilisés pour les tests d'évaluation des actifs dans les états financiers : ainsi les tests de pertes de valeur à fin décembre 2024 intègrent les prix du CO_2 à 130 €$_{2023}$/t pour 2030, 170 €$_{2023}$/t pour 2040, 210 €$_{2023}$/t pour 2050.

L'analyse de scénarios de transitions, intégrant différentes trajectoires de prix du carbone (*cf.* 3.2.2.3.1 « L'analyse scénarisée des risques de transition »), permet l'identification des risques et opportunités associés aux projets du Groupe et de tester leur résilience vis-à-vis de scénarios de transition. Elle contribue ainsi à l'orientation des investissements du Groupe.

Pour les investissements dans les zones non réglementées par un prix du carbone, les émissions de carbone sont prises en compte dans le choix des technologies. EDF examine attentivement les technologies utilisées dans chaque pays et s'efforce de choisir les meilleures technologies disponibles qui sont en ligne avec les futures trajectoires de décarbonation.

3.2.2.3.4 L'analyse scénarisée des risques physiques

L'évaluation des risques physiques pour une installation nécessite d'identifier trois composantes : les aléas climatiques, le niveau d'exposition et la vulnérabilité de l'installation. L'analyse par scénarios permet d'évaluer l'évolution possible des aléas dans le temps, en fréquence et en intensité. Couplée à l'exposition et la vulnérabilité des actifs du Groupe, qui varient grandement selon les entités, elle permet la définition des risques physiques du Groupe. Ainsi, chaque grand métier a la responsabilité d'élaborer son propre plan d'adaptation, avec la mise en place d'une coordination au niveau du Groupe (voir la section 3.2.2.2.1 « Politique liée à l'adaptation au changement climatique »).

Pour l'évaluation quantitative des risques physiques liés au changement climatique (chroniques et aigus), le groupe EDF utilise les simulations issues des exercices CMIP (*Coupled Model Intercomparison Project*) dont les résultats nourrissent les rapports d'évaluation du GIEC. Il s'agit, pour le 5e exercice CMIP5, des simulations forcées par les scénarios RCP (*Representative Concentration Pathways*) utilisées pour le 5e rapport d'évaluation. Les études d'impact menées par EDF sont progressivement mises à jour avec les simulations du dernier exercice, CMIP6, sur lesquelles se base le dernier rapport d'évaluation du GIEC (AR6). Elles sont forcées par les scénarios SSPX-Y.Z (*Shared Socioeconomic Pathways* – X étant le numéro du scénario, Y.Z étant la valeur du forçage radiatif en fin de siècle). Ces scénarios sont caractérisés par la valeur du forçage radiatif résultant des émissions de gaz à effet de serre et aérosols cumulées à l'horizon 2100, ainsi que des changements d'affectation des terres. Plus les émissions de gaz à effet de serre sont élevées, plus elles induisent une augmentation du forçage radiatif par rapport à l'ère préindustrielle (1850-1900) caractérisée par un réchauffement et un dérèglement du système climatique. Seuls les scénarios les plus ambitieux en termes de réduction d'émission de gaz à effet de serre (SSP1-2.6 et SSP1-1.9) proposent des projections qui permettent en moyenne de limiter la hausse de la température moyenne globale en fin de siècle respectivement à 2 °C et à 1,5 °C de plus que lors de la période préindustrielle. Les projections climatiques forcées par le scénario d'émissions les plus élevées (SSP5-8.5) mènent en moyenne à une hausse supérieure à 5 °C à l'horizon 2100 par rapport à l'ère préindustrielle. Au-delà de l'incertitude associée au choix du scénario, les projections climatiques sont soumises à une incertitude liée aux choix de modélisation, ainsi qu'à la variabilité interne du climat. Le choix de couples modèles-scénarios ou l'utilisation des moyennes d'ensemble issues du grand nombre de modèles permettent d'instruire l'évolution en intensité et en probabilité des aléas climatiques et l'impact potentiel de ces aléas. C'est une étape nécessaire à la conception et à la mise en œuvre de solutions d'adaptation.

Scénarios utilisés	EDF se base sur des simulations produites par 19 modèles forcés parmi trois scénarios pouvant être utilisés pour les études d'impact climatique des installations du Groupe : le SSP2-4.5, le SSP3-7.0 ou le SSP5-8.5. EDF s'appuiera progressivement, au fil de la mise à jour des études sur les simulations CMIP6 pour les études d'impact déjà réalisées à partir des simulations CMIP5.
Périmètre	Projections climatiques globales avec descente d'échelle statistique adaptée pour chaque étude à l'installation considérée.
Principaux phénomènes considérés	Température de l'air (rendement des centrales nucléaires et thermiques, capacité de transport des réseaux de distribution, risque d'incendie, productible PV). Débit et température des fleuves (productible hydraulique et nucléaire, risque d'inondation). Niveau et température de surface de la mer (submersion des infrastructures et productible nucléaire). Vent et rayonnement (productible éolien et PV). Événements extrêmes : tempêtes et inondations, canicules, étiages sévères (endommagement des moyens de production et de distribution, productible nucléaire et hydraulique).
Horizon temporel considéré	Moyen à long terme (2050 à 2100) en raison de la longue durée de vie technique des infrastructures de production et de distribution d'électricité d'EDF. À noter que les scénarios d'émissions conduisent à des évaluations d'impact significativement différentes seulement à partir de 2050, du fait de l'inertie du système climatique et de l'impact prévisible des émissions historiques.

Utilisation de scénarios climatiques pour le parc nucléaire existant

L'objectif pour le projet ADAPT, portant sur l'adaptation du parc nucléaire existant, est de travailler sur le champ des possibles des canicules et d'étiage futurs afin d'assurer sa capacité à produire. Pour ce faire, il est nécessaire de mettre en œuvre des techniques statistiques permettant d'étendre la distribution des possibles observée ou projetée. L'approche proposée s'appuie sur l'utilisation de modélisations stochastiques pour lesquelles il faut assurer au mieux la cohérence physique entre les variables nécessaires tout en préservant une bonne reproduction des extrêmes, et la capacité à aller chercher au-delà de l'observé.

Résultats obtenus

	Aléas climatiques	*Impact potentiel sur les opérations*
Risques chroniques	**Hausse des températures**	Baisse du productible hydraulique ; baisse du rendement thermodynamique des installations ; prolifération d'organismes entraînant un colmatage de la prise d'eau ; développement microbien dans les circuits de refroidissement ; risque de submersion d'ouvrages en bord de mer.
	Niveau de la mer	
	Précipitations moyennes	Baisse de capacité des lignes de transport. Baisse de la demande de chauffage, augmentation de la demande de climatisation.
Risques aigus	**Vagues de chaleur**	Baisse du productible nucléaire pour respecter la réglementation environnementale ; étiage barrages ; vieillissement accéléré des matériaux.
	Sécheresse	Baisse de capacité des réseaux, risque d'incendie. Renchérissement des coûts d'assurance, dégradation des conditions de travail des salariés et prestataires.
	Précipitations extrêmes	Dégradation voire arrêt temporaire des moyens de production, impact des crues plus intenses.
	Tempêtes	Coupures de réseaux.

PRODUCTION · TRANSPORT ET DISTRIBUTION · COMMERCIALISATION · TOUS MÉTIERS

Les principaux risques physiques pour le groupe EDF, en ce qui concerne le fonctionnement normal, portent sur des enjeux de baisse du productible, qui pourrait concerner notamment le nucléaire et l'hydraulique, et d'impact des évènements extrêmes sur les réseaux de transport et de distribution ainsi que sur les infrastructures ENR (éolien et surtout photovoltaïque).

EDF distingue les enjeux de sûreté et les enjeux de disponibilité de ses infrastructures. Le dispositif de sûreté nucléaire intègre l'adaptation au changement climatique dans ses référentiels. Ainsi, les aléas climatiques sont réévalués régulièrement et avant chaque visite décennale. Ils sont pris en compte dans les démonstrations de sûreté validées par l'ASNR. Le parc nucléaire est aussi soumis à des limites réglementaires : prélèvements d'eau et rejets thermiques. Ces limites réglementaires, propres à chaque site, visent notamment à limiter les impacts sur le milieu aquatique en aval. Dans un contexte de changement climatique, la disponibilité de certains sites pourrait se voir impactée.

De manière similaire, l'analyse scénarisée informe à la fois les projections d'évolution de productible pour les infrastructures de production ENR, mais également les risques de dommages.

La filière de production nucléaire en France a engagé en 2024 des études pour évaluer la faisabilité technique d'une reconception, en tout ou partie, des circuits de réfrigération des réacteurs en circuit ouvert de la vallée du Rhône par des circuits fermés. L'étude de faisabilité aura pour finalité de rechercher le meilleur compromis, en prenant en compte les prélèvements et les consommations d'eau, les rejets thermiques, les rejets chimiques, l'impact visuel sur le paysage, l'impact sur la production d'électricité.

Les centrales nucléaires récemment construites ou en cours de construction (Flamanville 3, Hinkley Point C) du groupe EDF ont toutes été dimensionnées en prenant en compte les résultats des études d'impact climatique, et notamment les perspectives de hausse du niveau de la mer associée à des houles exceptionnelles. Ainsi pour la centrale de Hinkley Point C (Somerset, Royaume-Uni), une digue de 13,5 mètres de haut a été construite. Cet horizon de temps permet de couvrir à la fois les périodes de fonctionnement et de démantèlement de l'installation. Pour la centrale de Sizewell C (Suffolk, UK), la hauteur de la digue a été fixée à 10,2 mètres, traduisant la plus faible amplitude des marées de la mer du Nord comparée à celle du canal de Bristol.

Le choix des sites d'implantation pour le programme nucléaire français de 6 réacteurs de type EPR2 (en tranche ferme) prend en compte les impacts climatiques. Deux des trois premiers sites choisis par EDF pour construire les nouveaux réacteurs nucléaires sont en bord de mer. Le troisième site est situé en bord du Rhône, le fleuve le plus puissant de France par son débit. Les nouveaux réacteurs construits en bord de fleuve sont systématiquement équipés de tours aéroréfrigérantes.

Concernant l'exposition aux évènements extrêmes de type tempête, cyclone, inondation et incendie, les activités du groupe EDF identifiées comme les plus à risque sont, d'une part, les réseaux de distribution en France métropolitaine (Enedis), et d'autre part, les activités réseaux de transport et de distribution insulaires d'EDF SEI. L'exposition à ces aléas est prise en compte dans les plans d'adaptation des entités en question et est l'objet de mesures d'adaptation (voir la section 3.2.2.2.2 « Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière d'adaptation au changement climatique »). Les centrales nucléaires ont des niveaux de sécurité déjà très élevés et leur adaptation aux évènements physiques les plus extrêmes fait l'objet d'un réexamen décennal.

Enfin, à moyen terme, la transition énergétique va bouleverser la manière de produire et de consommer l'électricité. Évaluer et anticiper l'impact de ces changements structurels dans un contexte de changement climatique est donc crucial pour garantir l'équilibre durable entre l'offre et la demande. Concernant la demande, le changement climatique va entraîner une baisse de la consommation de chauffage en hiver et une hausse de la consommation de climatisation en été. Cependant, même avec des taux d'équipement élevés, les consommations de climatisation resteront durablement faibles, loin derrière celles du chauffage. De plus avec un pilotage optimisé, la climatisation en été pourra être idéalement couplée à la production solaire locale ou centralisée. Côté offre, le développement des énergies renouvelables au cours des prochaines décennies accroît la sensibilité du système électrique aux variations de vent et d'ensoleillement. Au cours des prochaines décennies, la nature du risque sur la sécurité d'approvisionnement électrique évoluera avec des périodes de tension qui interviendront principalement lors de périodes combinant températures faibles et absence de vent. Les projections de prix long terme du Groupe, qui déterminent la rentabilité des investissements, prennent en compte l'impact des aléas climatiques sur l'offre et la demande, via des chroniques climatiques basées sur le modèle européen EUROCORDEX, qui intègrent les impacts du changement climatique (voir pour plus de détails sur les impacts financiers, la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers »).

3.2.3 ESRS E2 – Pollution

Le terme pollution introduit dans le règlement délégué 2023/2772 de la Commission du 31 juillet 2023 correspond à l'introduction directe ou indirecte, par l'activité humaine, de substances, vibrations, chaleur, bruit, lumière ou tout autre contaminant présent dans l'air, l'eau ou le sol, susceptibles de porter atteinte à la santé humaine et/ou à la qualité de l'environnement.

Pour une plus grande clarté pour la norme ESRS E2, le terme « rejets » sera utilisé dans le document pour qualifier les émissions de substances dans l'environnement encadrées par les autorisations délivrées par les autorités compétentes.

L'identification des risques et des opportunités liés à la pollution

Sur la base de cette catégorisation, lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Pollution de l'air, de l'eau et des sols (*cf.* sections 3.2.3.2 et 3.2.3.3)	Rejets avec effets sur la qualité de l'air, de l'eau et des sols	Des rejets dans l'air interviennent *via* la combustion thermique. De plus, des rejets avec effets potentiels peuvent intervenir *via* les éventuels incidents d'exploitation ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe.	Court et long termes

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Pollution de l'air, de l'eau et des sols (*cf.* section 3.2.3.4)	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale pourraient entraîner des coûts supplémentaires, notamment de dépollution des sols, et compliquer la mise en conformité des installations existantes.

La production d'électricité d'origine thermique et de chaleur pour les réseaux de chaleur urbains provoque des rejets de substances dans l'air issues de la combustion. En cas d'incident d'exploitation, toute activité industrielle est susceptible de porter une atteinte à l'environnement.

Par ailleurs, indépendamment de la filière concernée, dans la chaîne de valeur amont, les ressources issues de l'exploitation minière et fossile ainsi que les équipements nécessaires pour la construction et l'exploitation des infrastructures de production d'énergie peuvent émettre des substances dans l'eau, dans les sols et dans l'air. Le Groupe s'appuiera sur les analyses de matérialité réalisées et publiées par ses fournisseurs pour affiner les IROs à prendre en considération pour la chaîne de valeur amont (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Surveillance des fournisseurs »).

Pour identifier les risques et opportunités matériels des sources internes et externes ont été utilisées telles que l'Office français de la biodiversité (OFB), les directives de la TNFD pour le secteur de l'énergie ou encore le programme Nature Positive Energy System du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les intérêts des communautés affectées ont été intégrés indirectement *via* ces différentes sources.

Dans le cadre du processus d'analyse de double matérialité du présent exercice de la CSRD, le Groupe n'a pas mené de consultations directes avec les communautés affectées.

Les rejets dans l'environnement peuvent avoir un impact potentiel sur les communautés locales, ce point est développé dans la norme S3. Dans le cadre du développement des projets du Groupe, une phase de dialogue et de concertation avec les parties prenantes est prévue. Le dialogue se fait directement avec les communautés affectées ou avec leurs représentants légitimes ou encore avec des mandataires en fonction des projets et de leur contexte réglementaire et local (voir les sections 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées, 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations » et 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées »).

Lors de cette première analyse de double matérialité, les impacts, risques et opportunités ont été considérés à une échelle nationale ou supranationale. Toutefois, les spécificités des sites sont bien prises en compte dans les études d'impact, réalisées en amont de la mise en exploitation des projets.

Ces études intègrent les substances de l'annexe II du règlement (CE) n° 166/2006 du Parlement européen E-PRTR, en cohérence avec les activités industrielles analysées.

Les seules substances identifiées comme pouvant avoir un impact matériel sont les rejets d'oxydes d'azote (NO_x), d'oxydes de soufre (SO_2) et poussières dans l'air des installations thermiques de production d'électricité ou de chaleur. Ces substances sont les marqueurs de la combustion, les plus émises par le Groupe, pouvant être source d'interrogation au niveau d'un territoire (national ou local). Elles font donc l'objet d'un suivi particulier par le Groupe, détaillé dans la section 3.2.3.2 « Pollution de l'air : rejets de NO_x, SO_2, poussières ».

La non-matérialité des autres rejets dans l'eau et l'air s'appuie sur le fait que ces rejets sont encadrés par une réglementation stricte, spécifique à chaque site et chaque pays, établie et contrôlée par les autorités en charge de l'application de la réglementation environnementale locale (par exemple, pour la France, il s'agit des DREAL pour les installations classées ICPE [1] et de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection pour le parc nucléaire). EDF s'assure du respect de ces limites de rejets et met en place un programme de contrôle des rejets et de surveillance de l'environnement. Ainsi, les études d'impact, incluant un volet sanitaire réalisé en amont des projets et l'application des limites de rejets permettent de s'assurer de l'absence d'impact significatif sur l'environnement et les parties prenantes. De plus, pour les centrales nucléaires de production d'électricité, la surveillance dans l'environnement réalisée par chaque site confirme l'absence d'incidence notable des rejets chimiques liquides sur le milieu aquatique.

D'autres rejets, qui ne sont pas cadrés par le règlement E-PRTR, n'ont pas été retenus dans l'analyse de matérialité :

(1) Installations Classées pour la Protection de l'Environnement

- **Rejets radioactifs dans l'eau et l'air** : une infime partie des radionucléides générés/produits lors du fonctionnement d'une centrale nucléaire se retrouve *in fine* dans les effluents gazeux et liquides rejetés dans l'environnement. Les rejets réalisés dans le milieu aquatique ou dans l'atmosphère sont toujours opérés après contrôles, traitements et analyses préalables de leur composition, auxquels s'ajoutent des dispositifs de prélèvements et de mesure en continu de la radioactivité pendant le rejet. Grâce aux améliorations et optimisations des systèmes de collecte et de traitement des effluents apportées en continu depuis la mise en exploitation des premières centrales, à la rigueur d'exploitation au quotidien et à la formation/sensibilisation des équipes à une réduction à la source de la production des effluents, les rejets radioactifs ont atteint un niveau très bas, bien inférieur aux limites réglementaires accordées par les autorités. Pour les centrales nucléaires situées en bord de rivière – que l'on trouve uniquement en France - les études récentes réalisées montrent que les rejets liquides des installations situées en bord de Rhône, Loire et Vienne n'ont pas d'influence notable sur le milieu aquatique ni sur les humains et que les usages de l'eau ne sont pas impactés par ces derniers : les doses efficaces totales liées au cumul des rejets d'effluents radioactifs liquides et gazeux représentent moins de 1/1000 de la valeur limite réglementaire d'exposition d'une personne du public fixée à 1 mSv/an dans le Code de la santé publique. Ces effluents ne sont donc pas retenus comme matériels.
- **Rejets thermiques dans l'eau :** l'eau des fleuves et rivières utilisée pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques est échauffée de quelques degrés pour les circuits ouverts, tous situés sur le Rhône, et de quelques dixièmes de degrés à environ 1 °C en période d'étiage pour les circuits fermés (il s'agit de l'échauffement après dilution des rejets dans les cours d'eau ; cet échauffement est donc plus important lorsque les débits sont faibles). Les rejets thermiques sont encadrés par une réglementation stricte, spécifique à chaque site, afin de limiter l'échauffement du milieu. Au-delà du respect de la réglementation, le Groupe étudie l'impact de l'augmentation de la température de l'eau sur les écosystèmes aquatiques, avec des suivis hydrobiologiques de long terme depuis la mise en service des centrales ainsi que des programmes de recherche pluriannuels et multi-partenaires depuis 2008 (programmes Thermie-Hydrobio). Les derniers résultats [1] de ces programmes montrent que les rejets thermiques des centrales nucléaires n'ont pas eu d'influence significative sur les peuplements piscicoles et qu'il n'y a pas de différence significative sur les tendances biologiques observées à l'amont et à l'aval des centrales nucléaires pour le phytoplancton, les invertébrés et les poissons. Les changements globaux sont les principaux déterminants des changements observés dans le fonctionnement des écosystèmes aquatiques. Ces rejets ne sont donc pas retenus comme matériels.

De même, les potentielles **nuisances lumineuses et sonores** n'ont pas été estimées à un niveau matériel sur les sites industriels en exploitation du fait des mesures mises en place pour les prévenir et ce, conformément aux études d'impact réalisées avant tout nouveau projet.

Pour des informations sur la gestion des déchets conventionnels et des déchets radioactifs, voir la section 3.2.6.3 « Déchets ».

Des impacts actuels significatifs ont été évalués pour les risques et opportunités matériels, voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » et la note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

3.2.3.1 Politiques en matière de maîtrise de la pollution

Le groupe EDF s'engage à limiter son empreinte environnementale, tout au long du cycle de vie de ses installations et activités, en minimisant l'utilisation des ressources naturelles, en veillant à mettre en œuvre une gestion responsable du foncier et en contribuant à une gestion intégrée et durable de l'eau, engagements inscrits dans sa politique RSE (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »), mise en œuvre par le Comité stratégique RSE. Le groupe EDF s'engage également en faveur de la santé et de la sécurité de tous, notamment en matière de santé environnementale et d'amélioration de la qualité de l'air. Chaque nouveau projet est analysé au regard de son impact sur l'environnement et sur la santé des riverains.

Dans ce cadre, le groupe EDF assure la maîtrise de ses rejets dans l'air (dont les émissions de NO_x, SO_2 et poussières), l'eau et les sols par le respect des réglementations environnementales applicables et la mise en œuvre de son Système de Management de l'Environnement (SME). Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements. (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »). Les éléments décrits ci-dessous s'appliquent à l'ensemble du Groupe.

Dès la conception des installations

EDF réalise en amont de la mise en service de ses installations une **analyse de l'impact environnemental,** partagée avec les autorités compétentes, pour évaluer les effets significatifs. Cette démarche permet d'identifier les effets probables sur l'environnement le plus tôt possible et vise à éviter, réduire ou compenser ces effets. En France, cette démarche est cadrée par le Code de l'environnement (article L. 122-1) : l'évaluation environnementale d'un projet est un processus impliquant la production d'une étude d'impact environnemental par le maître d'ouvrage, la réalisation de consultations administratives (autorité environnementale et collectivités territoriales, notamment) et du public (enquête publique en règle générale).

En complément, afin d'éviter ou de minimiser les émissions dans l'atmosphère, les eaux et les sols, le Groupe se réfère aux **Meilleures Techniques Disponibles** (MTD), décrites dans des documents de référence appelés BREF (*Best available Technique References*), élaborés par la Commission européenne en concertation avec les parties prenantes (industriels, États, ONG...), applicables en Europe et révisés périodiquement.

En phase d'exploitation normale

- **Respect de la réglementation environnementale** : sur l'ensemble de ses sites de production thermique et nucléaire, EDF s'assure du respect des limites des rejets thermiques et chimiques dans l'air et dans l'eau autorisés par les autorités compétentes telles que la Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL) (parc thermique) ou l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) (parc nucléaire) en France et par toute autre autorité compétente dans le reste des pays où le groupe EDF opère. Les autorisations de rejet limitent les teneurs en substances chimiques et radiologiques dans l'eau et les rejets thermiques induits par les circuits de refroidissement à des valeurs permettant la protection des milieux aquatiques. En matière de rejets atmosphériques, l'Inspection des installations classées veille au respect des valeurs limites d'émission des installations dans son périmètre. Elle conduit des contrôles pour vérifier le respect des prescriptions figurant dans l'arrêté préfectoral spécifique à l'installation, via par exemple des visites de site, sur la base des documents transmis d'autosurveillance ou de contrôle éventuel d'organismes agréés. Par ailleurs, les installations exerçant une activité visée à l'annexe I du règlement (CE) n °166/2006 E-PRTR sont soumises à la déclaration annuelle de leurs rejets. Les émissions de NO_x, SO_2 et poussières font partie des substances qui rentrent dans le cadre de déclaration E-PRTR. En France, les installations concernées font une déclaration sur la plateforme GEREP, déclaration qui est automatiquement transmise au service d'inspection, en charge du contrôle de l'établissement. L'Inspection des installations classées effectue un contrôle des déclarations adapté aux enjeux en termes de rejets. Les données déclarées dans GEREP alimentent le registre français des rejets et des transferts de polluants (IREP) ainsi que le registre européen des polluants E-PRTR. Le registre européen contribue à la transparence et à la participation du public en matière de décision environnementale.

(1) www.edf.fr/groupe-edf/inventer-lavenir-de-lenergie/rd-un-savoir-faire-mondial/toutes-les-actualites-de-la-rd/restitution-du-programme-thermie-hydrobiologie-2016-2020-de-la-rd-dedf

- **Contrôle et surveillance du milieu naturel :** pour ses sites industriels, en ligne avec leur cadre réglementaire spécifique, les entités du groupe EDF assurent une surveillance environnementale autour de leurs installations, afin de s'assurer de l'absence d'impact notable environnemental et sanitaire. Cela intègre la mesure, le contrôle et l'analyse des effluents liquides et atmosphériques, ainsi qu'une surveillance des paramètres de la qualité des écosystèmes terrestres et aquatiques, y compris des nappes souterraines. Ces mesures sont réalisées suivant un plan réglementaire de surveillance environnementale propre à chaque site. Ainsi, chaque année et sur chaque site nucléaire de production d'électricité, des analyses sont régulièrement réalisées pour de nombreux paramètres physico-chimiques.
- **Amélioration continue :** les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances chimiques par des produits plus respectueux de l'environnement lorsque cela est techniquement possible. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées préoccupantes. L'application des MTD dans les process des installations en lien avec la maîtrise des pollutions permet d'assurer une gestion optimisée des effluents produits. Dans ce cadre, les substances préoccupantes pouvant avoir un impact sur l'environnement font l'objet d'actions pour les éliminer.

En cas de situation incidentelle

Le Groupe a une organisation opérationnelle d'identification, de gestion et de suivi des évènements concernant l'eau, l'air et les sols. Elle repose sur la mise en place d'un système de management environnemental (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement ») qui intègre la mise en place d'une surveillance des milieux au droit des sites industriels, l'organisation de gestion de crises et un système d'identification et de remontée des évènements environnementaux à enjeu (voir la section 3.2.3.4 « Gestion des évènements incidentels »).

En post-exploitation

Le Groupe a engagé un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation a cessé, comportant si besoin des opérations de réhabilitation des sols. Sur le parc thermique, la mise à l'arrêt de nombreuses installations conduit à un programme de réhabilitation des sites important, avec en cible une remise en état compatible avec un usage futur de type industriel.

3.2.3.2 Pollution de l'air : rejets de NO_x, SO_2, poussières

3.2.3.2.1 Actions relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières)

Le groupe EDF mène depuis de nombreuses années des actions dans le domaine de la qualité d'air ambiant, qui visent à suivre, maîtriser et réduire ses émissions atmosphériques. Ces actions conduisent en particulier le Groupe à faire évoluer son parc de production thermique.

Les installations thermiques existantes, qui représentaient en 2024 de l'ordre 6 % de la production d'électricité du Groupe, disposent d'un cadre réglementaire compatible avec les politiques en vigueur dans le domaine de la qualité d'air, cadre réglementaire qui induit une analyse de risque avant la mise en service, un respect de seuil, un suivi à l'émission et dans certains cas dans l'environnement. Pour les nouvelles installations type cycles combinés gaz, les meilleures technologies disponibles (MTD) sur le marché sont adoptées pour obtenir une efficacité énergétique attendue de plus de 60 %. Ces installations plus performantes sont moins émettrices en oxydes d'azote (NO_x), oxydes de soufre et poussières.

Dans certains cas, des installations thermiques sont remplacées par des technologies non émettrices de NO_x ou SO_2, comme dans le cas des systèmes isolés, telles que des micro-grids 100 % EnR dans les systèmes insulaires. Par ailleurs, dans les systèmes insulaires, des actions de réduction des émissions de NO_x sont menées, au cas par cas : optimisation des procédés de traitement des fumées, ou réduction du nombre d'heures de fonctionnement pour certaines turbines.

Les deux actions de transformation du parc de production qui auront un impact significatif sur les émissions du Groupe sont :

- la conversion aux bioliquides des installations thermiques en particulier insulaires, en remplacement de combustibles fossiles. Ce combustible peu soufré conduira à une réduction significative des émissions de SO_2 du Groupe (voir la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes », le paragraphe « Décarbonation des territoires insulaires ») ;
- l'arrêt du charbon en 2030 (2027 pour la France). La mise en œuvre de cette action (délai, description, communication) est détaillée en section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes ». La combustion du charbon induit des émissions de substances telles que du SO_2 et des poussières, Ces émissions proviennent des impuretés présentes dans le charbon.

En complément des actions menées sur son parc de production, EDF dispose d'un programme R&D sur le sujet et contribue à des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique en s'impliquant par exemple dans l'Association pour la prévention de la pollution atmosphérique (APPA) et le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) et en étant un membre actif de la Société française de santé environnement (SFSE).

Spécifiquement en 2024, le Groupe a mené des actions pour maîtriser ou réduire les émissions atmosphériques de ses installations :

- sur le parc thermique en France, des essais de bioliquides ont été menés en 2024 (turbines à combustion de Vaires) : l'usage de bioliquides a un effet positif sur les émissions de CO_2 et de SO_2 en particulier ;
- en Italie, la récente centrale de cogénération et de cycle combiné de Presenzano a commencé son exploitation en 2024. Cette centrale est équipée de la technologie « H » afin d'atteindre une efficacité énergétique de plus de 60 %, conformément aux meilleures technologies disponibles (MTD) sur le marché. De plus cette centrale émet également moins d'oxydes d'azote (NO_x) que les anciennes installations.

3.2.3.2.2 Cibles relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières)

Les émissions (NO_x, SO_2, poussières) des sites de production du groupe EDF sont cadrées par une réglementation locale ou nationale. Chaque site, en fonction de sa particularité (type de centrale, zone de stockage, etc.) est assujetti à des valeurs limites d'émissions de polluants qui peuvent être spécifiques, basées sur des études scientifiques, fixées par l'administration par arrêté de rejet.

Traduire les limites d'émissions des sites de production en cibles génériques exhaustives à la maille du Groupe concernant la pollution de l'air est peu pertinent. Par ailleurs, le fonctionnement des installations de combustion émettrices de ces substances est très variable d'une année sur l'autre et dépend de l'équilibre global du système électrique.

Toutefois, selon les émissions déclarées dans le cadre d'E-PRTR, EDF est un des contributeurs du secteur de l'énergie en France en émissions d'oxydes de soufre (SO_2). À ce titre, le Groupe a choisi de définir une cible Groupe liée à la réduction spécifiquement d'oxydes de soufre émis par les installations thermiques de production d'électricité et de chaleur du Groupe, à l'horizon 2035 :

Cible	Référence	Revue	Périmètre
Réduction du flux d'émissions de SO_2 de 75 % en 2035	2019	Annuelle	Installations thermiques de production d'électricité et de chaleur du Groupe

Les entités du Groupe contributrices ont été sollicitées pour définir cette cible. La chronique des émissions en SO_2 entre 2017 et 2023 a été étudiée pour pointer les principales sources d'émissions et identifier les actions majeures de réduction des émissions de SO_2. La tenue de cette cible SO_2 est entre autres conditionnée par la bonne mise en œuvre des deux actions de transformation du parc, mais est aussi dépendante de facteurs externes tels que la réglementation, ou la politique énergétique. La cible de réduction de 75 % du flux de SO_2 sera à atteindre en 2035, sans objectif intermédiaire.

La cible de réduction du flux annuel de SO_2 est un marqueur de la réduction des émissions du Groupe en particulier en France, ce qui participera à une amélioration de la qualité de l'air. La cible de réduction globale du flux de SO_2 du groupe EDF est un engagement volontaire.

Concernant les NO_x et les poussières, le Groupe a déjà mené des actions d'ampleur pour tenir son engagement de réduction de 50 % de ses émissions entre 2005 et 2020 : fermeture des tranches fioul de 700 MW, modernisation du parc de production, avec en particulier la mise en place de système de traitement des fumées. Le Groupe respecte les seuils réglementaires applicables définis pour chacun de ses sites, met sous assurance qualité ses données et met en place un suivi adapté.

Les substances émises dans l'atmosphère sont :

3.2.3.2.3 Indicateurs relatifs aux rejets dans l'air (NO_x, SO_2, poussières)

La liste des substances émises dans l'atmosphère suivie par les installations de combustion du Groupe peut varier en fonction de la réglementation locale ou du type d'installation. Une analyse des émissions des installations du Groupe a été menée par rapport aux seuils donnés par la réglementation E-PRTR. Ci-dessous sont présentées les valeurs pour les 3 principaux polluants atmosphériques, marqueurs du parc de production thermique du Groupe : SO_2, NO_x et poussières. Ces polluants historiquement suivis par le Groupe représentent les flux de polluants les plus importants du Groupe.

Revue	Périmètre	Indicateurs associés	2023*	2024
Annuelle	Installations thermiques de production d'électricité et de chaleur du Groupe	SO_2	11 kt	10 kt
		NO_x	26 kt	28 kt
		Poussières	3 kt	3 kt

Les émissions 2024 de NO_x au périmètre Groupe sont de 28 kt, en légère hausse par rapport à 2023 (+6 %). Cette évolution est liée en particulier à une production accrue en 2024 de certaines installations de production thermique dans les systèmes insulaires et à l'international.

La conversion au bioliquide initiée des installations thermiques insulaires contribue à la baisse des émissions de SO_2, pour atteindre 10 kt en 2024.

Précisions sur les indicateurs

Différentes méthodes d'évaluation sont autorisées par la réglementation pour déterminer le flux d'un polluant atmosphérique. La méthode à utiliser dépend du type de polluant à évaluer, de l'installation concernée et peut être spécifiée dans certains cas par la réglementation applicable. La mesure et le calcul seront les méthodes privilégiées pour l'évaluation du flux de SO_2, NO_x et poussières. La mesure d'une concentration d'une substance pourra être en continu à partir d'un analyseur installé sur site ou ponctuelle. Dans le cas d'un calcul, il peut être fait à partir d'un facteur d'émission, d'un bilan matière ou massique ou d'une corrélation. Les évaluations de chaque polluant atmosphérique par site sont agrégées au niveau des entités du Groupe puis au niveau Groupe. Cette concaténation est faite au pas annuel.

3.2.3.3 Pollution dans les sols

Le groupe EDF n'émet pas de rejets récurrents dans les sols, qui ne font donc l'objet d'aucune déclaration réglementaire. Une surveillance est réalisée pour s'en assurer. Néanmoins, certains sites ont pu présenter des marquages par des substances issues de l'exploitation par le passé et le groupe EDF, en tant qu'exploitant responsable, travaille à leur réhabilitation. De plus, des produits chimiques de type phytosanitaire peuvent être utilisés sur les installations. EDF accorde donc une vigilance particulière à la limitation de l'utilisation de ces produits ou à leur remplacement.

3.2.3.3.1 Actions relatives à la pollution des sols

Dans le cadre des principes de maîtrise de son activité vis-à-vis des sols, le groupe EDF a mis en place plusieurs types d'actions.

3.2.3.3.1.1 Dépollution des sols

Le groupe EDF investit dans la réhabilitation des sols dont il a la responsabilité.

Dans le cadre des programmes de démantèlement des réacteurs définitivement à l'arrêt en France, les opérations sont conduites dans un objectif de remise en état compatible avec un usage futur pour une activité industrielle.

De nombreuses centrales thermiques exploitant des énergies fossiles ont été mises à l'arrêt ces 20 dernières années sur le territoire français continental. Un programme de réhabilitation de ces sites est conduit, au-delà des phases de déconstruction du bâti et des structures en place, avec comme objectif premier une remise en état compatible avec un usage futur de type industriel. Dans ce cadre, des actions sont menées sur ces sites, en fonction de l'état des sols et de l'identification de marquages historiques, en conformité avec le cadre fixé par la méthodologie nationale des sites et sols pollués.

En Italie, Edison, en tant que successeur de Montedison, s'occupe de la dépollution de nombreux sites industriels historiques. L'entreprise mène des actions correctives sur 36 sites répartis sur 16 zones géographiques, dont cinq sites d'intérêt national (SNI). En collaboration avec Greenthesis et ACR Reggiani, en 2021, Edison et Edison Regea ont créé Tre Monti, spécialisée dans l'assainissement des sols et des eaux souterraines du site de Tremonti dans le SNI de Bussi Sul Tirino. Depuis juillet 2024, les travaux de réhabilitation sont portés par la nouvelle filiale du Groupe Edison Regea Srl.

3.2.3.3.1.2 Zéro phyto

Le groupe EDF n'utilise plus de produits phytosanitaires pour l'entretien des espaces verts des bâtiments tertiaires des entités EDF. Des travaux sont en cours pour trouver des solutions techniques alternatives aux produits phytosanitaires dans les zones encore traitées, notamment sur les sites ou ouvrages industriels.

Ainsi, concernant les Postes sources, Enedis, depuis mi-2022, a décidé d'arrêter l'utilisation des produits phytosanitaires (sauf sur les surfaces où leur utilisation est nécessaire pour maîtriser les risques de sûreté et de sécurité) et de construire tous ses nouveaux postes sources, de façon à éviter l'usage ultérieur des produits.

3.2.3.3.2 Cible en lien avec la pollution des sols

Le groupe EDF est soumis aux dispositions réglementaires, en particulier la directive relative aux émissions industrielles en Europe. Cette réglementation impose comme cible, pour chaque site concerné, la description initiale de l'état des sols et la remise en état des sites, dans un état au moins équivalent à celui décrit initialement et compatible avec un usage futur pour une activité industrielle.

3.2.3.4 Gestion des évènements incidentels

Les actions mises en œuvre pour maîtriser les évènements incidentels dans l'air, l'eau et les sols sont décrites dans le SME du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »). Il s'appuie sur les axes complémentaires suivants :

- **surveillance des émissions et rejets** : les sites industriels du Groupe sont réglementairement équipés de moyens de suivi de leurs émissions et rejets. Concernant les centrales nucléaires en France, des mesures en continu dans le milieu sont réalisées. Cette surveillance consiste à prélever des échantillons, à des fins d'analyses, dans les compartiments nécessaires, atmosphérique, terrestre et aquatique proches de la centrale, sous et hors vents dominants, dans les eaux souterraines, en amont et en aval du point de rejet principal des effluents liquides. Au-delà de leur utilisation pour vérifier le non-dépassement des seuils réglementaires, ces mesures permettent de détecter précocement toute évolution anormale d'un ou plusieurs paramètres environnementaux en lien avec l'exploitation des installations et ainsi d'alerter les exploitants afin de déclencher les investigations et actions appropriées. Ainsi, plus de 10 000 analyses de contrôle qualité et de surveillance de l'environnement sont réalisées chaque année sur chaque site nucléaire de production d'électricité;
- **anticipation des évènements potentiels** : localement, chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les évènements potentiels qui pourraient avoir un impact environnemental et identifie les actions de maîtrise associées;
- **exercices de gestion de crise** : la politique Groupe de gestion de crise prévoit notamment des tests réguliers des organisations de crise au travers d'un programme annuel d'exercices de crise (voir la section 3.4.5 « Sûreté et gestion de crise »);
- **suivi des incidents** : une organisation est mise en place pour suivre et communiquer sur les évènements environnementaux relevant de la responsabilité de chaque site. Les évènements environnementaux majeurs doivent être remontés et faire l'objet d'une analyse;
- **retours d'expériences des crises vécues internes et externes au Groupe** : le retour d'expérience est pris en compte dans les études de risques et les actions de maîtrise. À ce titre par exemple, le retour d'expérience de l'incendie survenu en 2019 à l'usine Seveso de Lubrizol de Rouen a été intégré dans les analyses, et les arrêtés complémentaires relatifs aux stockages des liquides inflammables et aux matières toxiques sont d'application et donc intégrés sur les outils industriels ICPE du Groupe.

Incidents majeurs de pollution

Un incident majeur de pollution est défini selon l'échelle européenne des accidents industriels officialisée en février 1994 et repose sur des paramètres techniques destinés à caractériser objectivement les effets ou les conséquences des accidents. La base ARIA (Analyse, Recherche et Information sur les Accidents), publiée par le Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels (BARPI) concerne les installations de production d'électricité ICPE/SEVESO (à risque spécial) et répertorie ces incidents ou accidents en France et à l'étranger ainsi que leurs conséquences financières selon ces critères européens et qui ont, ou auraient, pu porter atteinte à la santé ou la sécurité publique ou à l'environnement.

Sur cette base, le Groupe n'a pas identifié d'incidents ayant des effets financiers liés à l'élimination de la pollution de l'air ou des sols ou des coûts relatifs à des indemnisations, des dommages ou amendes infligés par les pouvoirs publics et dont la survenance de l'incident est antérieure à 5 ans.

3.2.3.5 Dépenses et effort de recherche alloués aux actions en matière de prévention et contrôle des pollutions

Au titre de la prévention et du contrôle des pollutions, le Groupe n'a pas identifié en 2024 de dépense significative. Des dépenses devraient être engagées ces prochaines années, notamment en lien avec la conversion des actifs thermiques. Cette estimation repose sur des données issues d'une collecte réalisée sur l'ensemble des entités du Groupe dans le cadre des travaux engagés pour la première année d'application de la CSRD. Ceux-ci ne sont pas exhaustifs, et sont susceptibles d'évoluer dans le futur à la suite d'analyses complémentaires. Ces travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière de prévention et contrôle des pollutions.

En Italie, des dépenses ont été engagées par Edison dans le cadre d'un programme d'assainissement et de restauration de l'environnement pour la remise en état d'un terrain. Ces dépenses font l'objet d'une provision comptabilisée dans les comptes consolidés du Groupe (section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - Note 17.2 « Autres provisions »).

En complément des investissements réalisés sur les actifs de production, le Groupe contribue, grâce à ses efforts de recherche et développement identifiés, pour 12 M€ à la maîtrise de la pollution notamment à travers des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique.

3.2.4 ESRS E3 - Ressources hydriques

L'eau est une ressource indispensable à la production de la plupart des énergies, soit pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques, soit comme force motrice pour les centrales hydroélectriques. De plus, l'eau est un enjeu vital, dont la gestion passe par l'élaboration de règles collectives. C'est pourquoi le Groupe s'est engagé, dans sa politique RSE (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »), à protéger et gérer la ressource en eau de manière intégrée et soutenable, tant sur le plan quantitatif que qualitatif et en concertation avec les territoires dans lesquels il opère, en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau, notamment les multi-usages de l'eau sous contraintes climatiques croissantes.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Consommation et prélèvements d'eau douce (*cf.* section 3.2.4.2)	Utilisation de l'eau douce	L'utilisation d'eau douce (prélèvements et consommations) pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques et pour les process industriels, ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe, peut impacter la disponibilité en eau.	Court terme

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Consommation et prélèvements d'eau (*cf.* section 3.2.4.2)	Raréfaction de la ressource en eau	La raréfaction de la ressource en eau et la dégradation des écosystèmes contribuant à la régulation du cycle de l'eau peuvent impacter la production d'énergie et le fonctionnement des sites industriels.
	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale peuvent conduire à des restrictions des autorisations de prélèvement, à une nouvelle augmentation des coûts de redevance des agences de l'eau et de mise en conformité des installations, et à une augmentation des contentieux.
Partage de la ressource en eau (*cf.* section 3.2.4.3)	Gestion du multi-usage de l'eau	Le Groupe peut capitaliser sur son savoir-faire sur le partage de la ressource en eau avec diverses parties prenantes afin de jouer un rôle dans la gestion multi-usage de l'eau.

Les volumes d'eau douce prélevés par le Groupe sont de l'ordre de 13 milliards de m^3, ils servent pour la grande majorité au refroidissement des centrales nucléaires et thermiques. 97 % de l'eau douce prélevée est directement restituée au milieu d'origine. Ainsi la consommation d'eau douce du Groupe était de 442 millions de m^3 en 2024. Il s'agit essentiellement de l'eau évaporée au niveau des tours aéroréfrigérantes des circuits de refroidissement.

En effet, il existe deux types de systèmes de **refroidissement** :

- les centrales dites en circuits ouverts : l'eau prélevée est échauffée dans le condenseur puis directement restituée au milieu aquatique, en aval immédiat de la prise d'eau. Les prélèvements d'eau sont importants, mais la consommation d'eau est négligeable. Toute l'énergie thermique est transférée au milieu aquatique, avec un échauffement de quelques degrés entre les prélèvements et l'aval après dilution du rejet. Ces systèmes sont installés là où l'eau est abondante, bord de mer ou grands fleuves ;
- les centrales dites en circuits semi-fermés équipées de tours aéroréfrigérantes : l'eau prélevée est échauffée dans le condenseur puis refroidie dans la tour aéroréfrigérante par contact avec l'air. Une partie de l'eau s'évapore dans l'atmosphère (panache de vapeur d'eau), l'autre partie retourne au condenseur. L'énergie thermique est cédée en quasi-totalité à l'atmosphère. Ce système permet de limiter les prélèvements et les rejets thermiques dans le cours d'eau. Les centrales en circuit semi-fermé sont installées sur les rivières à plus faibles débits.

La quasi-totalité des prélèvements d'eau pour les circuits de refroidissement étant restitués immédiatement en aval des sites, avec des temps de séjour dans l'installation industrielle très faibles, ils ne sont pas retenus comme ayant un impact matériel : cette eau est immédiatement disponible pour les milieux naturels et les usagers à l'aval. En revanche, la part d'eau évaporée, consommée, est matérielle.

Au-delà de l'eau pour les circuits de refroidissement des sites de production d'électricité et dans une moindre mesure, le Groupe utilise également de l'eau pour les **process industriels** de ses sites de production d'électricité et pour les autres sites industriels :

- l'eau déminéralisée pour le fonctionnement des circuits primaires et secondaires des centrales nucléaires et des circuits eau/vapeur des centrales thermiques ;
- l'appoint en eau des réseaux de chaleur et de froid ;
- l'eau utilisée pour les systèmes de refroidissement des fours de fonderie et des moteurs de process métallurgiques ;
- l'eau des réseaux incendie des sites ;
- l'eau des systèmes de nettoyage et lavage (filtres, installations ...) ;
- etc.

Les usages d'eau pour les process industriels engendrent une consommation d'eau limitée car l'essentiel de l'eau prélevée est restitué au milieu aquatique en aval des installations, après traitement et contrôle des rejets (pour plus de précisions sur les rejets chimiques liquides et les pratiques mises en œuvre pour les maîtriser, voir la section 3.2.3.1 « Politiques en matière de maîtrise de la pollution »). Toutefois, avec des temps de séjour dans les installations plus longs et dans une démarche de sobriété hydrique à l'échelle de chaque site, **les prélèvements d'eau pour les process industriels** sont retenus comme pouvant avoir un impact matériel.

À noter que l'utilisation d'eau pour le nettoyage des panneaux solaires représente de très faibles volumes d'eau, elle n'est donc pas retenue dans cette analyse.

Par ailleurs, seules les retenues hydroélectriques stockent des volumes d'eau significatifs, mais cette eau n'a pas vocation à être consommée au sens de la CSRD, elle reste dans le milieu naturel, disponible pour les écosystèmes et autres usages (eau potable, irrigation, tourisme, etc.) dans le cadre fixé pour l'exploitation des aménagements. (voir la section 3.2.4.3 « Partage de la ressource en eau »).

Le **traitement de l'eau brute prélevée** est adapté pour chaque site et chaque process, suivant les usages qui en sont faits et les conditions physico-chimiques du milieu. Pour ce qui concerne l'eau utilisée dans les circuits de refroidissement, ils visent à limiter l'entartrage des condenseurs et le développement de biofilm, mollusques et pathogènes. Pour ce qui concerne l'eau pour les process industriels, il s'agit d'atteindre une qualité d'eau compatible avec le process pour lequel l'eau traitée est utilisée (eau déminéralisée pour l'essentiel). Les processus de traitement d'eau installés sur les sites comprennent une combinaison de traitements physiques (décantation, filtration, traitement sur résine, dans certains cas osmose inverse) et de traitements chimiques (anti-tarte, chloration…). Ces traitements sont optimisés en continu à leurs optima technico-économiques, afin de limiter l'utilisation de produits chimiques et les rejets liquides associés (voir la section 3.2.3.1 « Politiques en matière de maîtrise de la pollution »).

L'eau est également un enjeu pour la **chaîne de valeur amont** du Groupe en particulier concernant l'extraction de minerais (cuivre, bauxite…) essentiels à la fabrication des composants nécessaires à la production et la distribution d'électricité ainsi que l'approvisionnement en combustible nucléaire.

En parallèle d'être un important préleveur et consommateur d'eau, le Groupe est également un **gestionnaire de la ressource en eau** majeur en France du fait de son activité de production hydroélectrique, qui porte intrinsèquement une dimension de partage de l'eau pour de multiples usages. En effet, les barrages exploités par EDF en France permettent de stocker de l'eau, ils jouent un rôle essentiel dans certains bassins en période de sécheresse et de canicule. Ainsi de nombreux aménagements d'EDF Hydro en France ont des obligations réglementaires ou contractuelles d'accès à l'eau pour les autres usages : alimentation en eau potable, préservation de la biodiversité, irrigation, navigation, tourisme et loisirs. Un équilibre dans l'usage de l'eau et la gestion des ouvrages est donc à rechercher, dans une concertation étroite et continue avec les parties prenantes locales, dont les services de l'État, ultime décideur en cas d'arbitrage sur la priorisation des usages de l'eau. Le Groupe est donc très impliqué dans la gestion multi-usage de la ressource en eau et a de ce fait développé une expertise reconnue en prévision de la ressource en eau et en concertation multi-usage de l'eau. Dans un contexte de tensions croissantes sur le partage de la ressource en eau, cette compétence peut être valorisée soit directement *via* un service de soutien d'étiage, soit en développant des services basés sur l'expertise technique.

À noter par ailleurs que la grande majorité des activités ci-dessus décrites ne sont pas opérées dans des zones exposées à un stress hydrique élevé, pour autant elles sont considérées comme matérielles étant donnés les volumes d'eau mis en jeu.

Pour identifier les risques et opportunités matériels, des sources internes et externes ont été utilisées telles que l'Office français de la biodiversité (OFB), les directives de la TNFD pour le secteur de l'énergie ou encore le programme Nature Positive Energy System du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les intérêts des communautés susceptibles d'être affectées ont été intégrés indirectement *via* ces différentes sources (cela intègre notamment les autres usagers de l'eau des bassins versants où les sites sont implantés).

Un risque matériel a été identifié portant sur l'exploitation et la chaîne de valeur amont du Groupe, concernant le risque de raréfaction de l'eau ayant des conséquences sur les sites de production, y compris en termes de hausse de redevance sur les prélèvements en eau, et sur les sites d'extraction de minerais.

Les études d'impacts environnementales et sociétales réalisées en amont des projets sont en conformité avec la réglementation en vigueur et les meilleures pratiques (par exemple les normes de performance de l'IFC si celles-ci sont plus contraignantes). La norme de performance 1 de l'IFC impose notamment d'établir un processus de consultation qui permette aux communautés affectées exposées aux risques et impacts négatifs d'un projet de s'exprimer librement sur les risques du projet, ses impacts et les mesures d'atténuation, et à examiner ces vues et formuler une réponse.

Cependant, concernant l'identification des IROs matériels liés aux ressources hydriques dans le cadre de la CSRD, le Groupe n'a pas mené de consultations spécifiques avec les communautés affectées.

Au titre des risques et opportunités matériels identifiés ci-avant, des impacts actuels significatifs ont été évalués et sont présentés dans les états financiers du Groupe (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » et la note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers »).

3.2.4.1 Politiques en matière de ressources hydriques

En tant qu'utilisateur responsable et acteur majeur de la gestion de la ressource en eau, le groupe EDF est engagé pour **contribuer à préserver la ressource en eau afin de favoriser la résilience des milieux et satisfaire les usages de façon concertée et durable**, engagement inscrit dans sa politique RSE (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »), mise en œuvre par le comité stratégique RSE. En lien avec les IROs identifiés, cela se traduit par les grands axes suivants :

- le groupe EDF optimise son utilisation de la ressource en eau en quantité et qualité sur ses sites et dans sa chaîne de valeur ;
- le groupe EDF s'engage pour la résilience de ses territoires d'implantation *via* une gestion transparente et responsable de l'eau et de ses installations et *via* des contributions positives au grand cycle de l'eau ;
- le groupe EDF s'engage activement dans la gouvernance de l'eau par bassin versant et la recherche de compromis ;
- le groupe EDF développe les compétences, savoir-faire et partenariats permettant d'atteindre ces objectifs et sensibilise ses collaborateurs à ces enjeux.

À noter que cette politique s'inscrit dans un **cadre réglementaire** préalable relatif à la gestion quantitative de l'eau :

- sur les installations nucléaires refroidies en circuits semi-fermés en bord de rivière, une partie de l'eau prélevée s'évaporant dans les aéroréfrigérants, certains sites sont tenus réglementairement de garantir un débit minimum à l'aval du site (débit réservé), en réduisant si besoin les volumes d'eau consommés en période d'étiage en baissant la production d'électricité, ou en compensant le déficit par des lâchers d'eau effectués au niveau des barrages situés en amont. Ces règles de soutien d'étiage viennent en complément des règles sur les rejets thermiques et chimiques développés dans l'analyse de matérialité de la section 3.2.3 « ESRS E2 - Pollution » ;
- de même, les ouvrages hydroélectriques délivrent en permanence un débit minimal, dans la limite des débits naturels entrants, dans le lit naturel de la rivière entre la prise d'eau et la restitution à l'aval de la centrale hydroélectrique, afin de garantir des conditions hydrobiologiques favorables.

Ces limites de fonctionnement garantissent la maîtrise de l'impact quantitatif sur la ressource en eau : si les débits en rivière sont trop bas, la production d'électricité est limitée voire arrêtée. Il en est de même pour les autres activités industrielles.

Le Groupe réalise une **analyse de stress hydrique** de ses sites de production d'électricité thermique et nucléaire et de ses sites industriels afin d'identifier ceux pour lesquels il est nécessaire d'avoir une vigilance particulière en termes de sobriété hydrique. Cela se traduit notamment *via* les règles d'exploitation des installations et donc de prélèvements d'eau qui intègrent les conditions hydrologiques (encadrés par les arrêtés sécheresse), et par des choix technologiques dès la conception des ouvrages pour réduire la pression sur la ressource en eau.

En complément, pour les nouvelles installations prévues d'être implantées dans des zones exposées à un stress hydrique élevé, le Groupe s'engage à orienter les choix technologiques dès la phase de conception vers des solutions sobres en eau afin de limiter la pression sur la ressource. Par ailleurs, pour tout nouveau projet présenté en CECEG (voir la section 3.1.2.1.2.5 « Le Comité des engagements du comité exécutif Groupe (CECEG) »), l'évaluation du stress hydrique fait partie des critères utilisés pour l'évaluation du volet eau.

Ces engagements s'inscrivent dans le cadre des différents textes internationaux et nationaux relatifs aux enjeux liés à la ressource en eau, dont :

- les Objectifs de développement durable (ODD) définis par les Nations Unies en 2015 (dont 1 des 17 ODD porte sur l'eau : « garantir l'accès de tous à l'eau et à l'assainissement et assurer une gestion durable des ressources en eau ») ;
- la Directive Cadre sur l'Eau (DCE) établie par l'Union européenne en 2000 avec pour objectif de rétablir la bonne qualité des eaux d'ici 2027 et une organisation de la gestion de l'eau par grands bassins hydrographiques ;
- les dispositions législatives codifiées dans le Code de l'environnement relative à l'eau ainsi qu'aux milieux aquatiques et marins (articles L. 210-1 et suivants du Code de l'environnement) ;
- le Plan d'action pour une gestion résiliente et concertée de l'eau lancé par le gouvernement français en 2023, visant à organiser la sobriété hydrique et le partage de la ressource.

À noter en complément que la politique de maîtrise et d'amélioration continue des rejets liquides est décrite à la section 3.2.3 « ESRS E2 - Pollution ».

3.2.4.2 Prélèvements et consommations d'eau

3.2.4.2.1 Rappel des définitions et des enjeux matériels

Deux grandes familles d'utilisation de l'eau sont distinguées :

- **l'eau pour le refroidissement des installations de production d'électricité** : il s'agit de l'eau utilisée pour alimenter les circuits de refroidissement des centrales thermiques et nucléaires, qu'ils soient ouverts ou semi-fermés ;
- **l'eau pour les process industriels** : il s'agit de l'eau utilisée par les process industriels des sites de production d'électricité thermique et nucléaire (production d'eau déminéralisée pour les débits d'appoint des circuits primaires et secondaires des centrales nucléaires, réseaux incendie, systèmes de lavage etc.) et de toute l'eau utilisée dans les process industriels des autres sites industriels (sites métallurgiques, réseaux de chaleur etc.).

De plus, on distingue l'eau prélevée et l'eau consommée : l'eau consommée est la part de l'eau prélevée qui n'est pas rejetée dans le milieu aquatique (l'eau est alors évaporée, infiltrée ou incorporée). Il s'agit pour l'essentiel de l'eau évaporée dans les circuits de refroidissement des installations de production d'électricité (panaches de vapeur d'eau des tours aéroréfrigérantes). L'eau utilisée pour les process industriels est pour l'essentiel rejetée sous forme liquide dans le milieu, donc non consommée (une petite part est toutefois consommée, il s'agit de l'eau évaporée par les systèmes refroidissement des process industriels ou les fuites des réseaux ; cependant ces volumes sont faibles au regard des volumes d'eau consommés pour le refroidissement).

Les actions développées par la suite ont donc pour objectif de maîtriser et si possible réduire :

- les consommations d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité ;
- les prélèvements d'eau pour les process industriels.

3.2.4.2.2 Sites en zone de stress hydrique

Le groupe EDF met régulièrement à jour l'analyse du niveau de stress hydrique des zones dans lesquelles ses sites sont implantés. Cette analyse a été mise à jour en 2024, en utilisant l'outils Aqueduct [1] mis à disposition par le WRI (World Resources Institute), en utilisant le paramètre « *water stress* » annuel, en temps présent et en retenant les sites localisés dans des zones où le niveau de stress hydrique est supérieur à 40 % (stress hydrique élevé et très élevé).

Tous les sites ayant des consommations d'eau pour les circuits de refroidissement et des prélèvements d'eau pour les process industriels ont été analysés (au total cela représente 419 sites analysés). Cela inclut donc les centrales thermiques et nucléaires en exploitation d'une part, et les installations industrielles d'autre part (installations métallurgiques, réseaux de chaleur etc.). Les sites de production d'électricité solaire et les sites thermiques et nucléaires définitivement arrêtés n'utilisant que très peu d'eau, ils n'ont pas été inclus dans l'analyse. De même les sites de production hydroélectrique et éolienne n'ont pas été inclus car ils ne consomment pas d'eau.

96 sites sont localisés en zone de stress hydrique élevé à très élevé (soit 23 % de l'ensemble des sites analysés), à savoir :

- sites de production d'électricité :
  - en France :
    - 3 sites nucléaires, dont 2 localisés en bord de mer (utilisation d'eau douce uniquement pour les besoins industriels),
    - 2 sites thermiques, dont 1 situé en bord de mer (utilisation d'eau douce uniquement pour les besoins industriels) ;
  - en Belgique : 5 sites thermiques dont 1 qui consomme très peu car équipé d'un condenseur à air ;
  - en Italie : 6 sites thermiques, tous équipés de systèmes de refroidissement à air ou de tour de refroidissement hybride pour réduire les prélèvements d'eau ;
- sites industriels : 5 en France, 5 en Italie, 3 en Allemagne, 1 en Suède, 1 en Inde;
- réseaux de chaleur et sites de co-génération : 48 en France, 16 en Italie, 1 en Espagne.

L'exploitation de ces sites inclut d'ores et déjà les contraintes liées à la ressource en eau limitée :

- les sites de production thermique et nucléaire fonctionnent avec un cadre réglementaire lié aux conditions de débits imposant de réduire voire arrêter la production si les débits sont trop faibles ;
- quand c'est possible, les sites de production d'électricité thermique sont équipés de circuit de refroidissement à air ou hybride pour réduire les prélèvements d'eau (comme en Italie et en Belgique).

3.2.4.2.3 Actions relatives aux prélèvements et aux consommations d'eau

Le Groupe a initié plusieurs actions clés pour mieux gérer ses enjeux de durabilité liés à la ressource en eau pour l'ensemble de ses entités qui consomment de l'eau pour le refroidissement et prélèvent de l'eau pour les process industriels. Elles visent à réduire l'utilisation d'eau pour limiter la pression sur la ressource.

Cela concerne tous les sites du Groupe, avec une attention particulière pour les sites situés en zone de stress hydrique élevé.

(1) www.wri.org/applications/aqueduct/water-risk-atlas

En France, le Groupe a ainsi défini des plans eau dans ses principales entités utilisatrices d'eau douce (parc de production nucléaire et thermique, Framatome et Dalkia) dans le but de : mieux caractériser les usages de l'eau ; réduire les prélèvements et consommations ; préserver la qualité d'eau et les milieux ; développer des procédés innovants.

En complément et afin de favoriser les synergies entre les unités et les partages d'expériences et de bonnes pratiques, le Groupe a initié en 2024 un groupe de travail sur la sobriété hydrique transverse à toutes les entités du Groupe. Cela concerne aussi bien l'utilisation d'eau pour ses opérations propres, que les activités de l'amont de la chaîne de valeur.

Des exemples d'actions spécifiques sont fournis ci-après. On distingue d'une part les actions visant à réduire les consommations d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité, et d'autre part les actions visant à réduire les prélèvements d'eau pour les process industriels.

3.2.4.2.3.1 Consommations d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité

Dès leur conception, les centrales nucléaires installées le long de rivière de taille moyenne ont été équipées de circuits de refroidissement semi-fermés qui permettent d'optimiser l'utilisation de l'eau et donc de limiter les prélèvements d'eau : l'eau est recyclée au sein du système de refroidissement et une partie de l'eau d'appoint des aéroréfrigérants provient de la réutilisation de l'eau des circuits de réfrigération des auxiliaires nucléaires et conventionnels. Toutefois, une partie de l'eau est consommée (évaporation dans les tours aéroréfrigérantes).

À ce jour, il n'y a pas de solutions techniques connues et opérationnelles pour réduire significativement les consommations d'eau des circuits de refroidissement semi-fermés des centrales nucléaires existantes. En effet, les solutions techniques potentielles n'auraient des effets que très limités et ne seraient applicables qu'à certaines installations. Les consommations d'eau pour le refroidissement sont directement proportionnelles à la production d'électricité. Toutefois, l'ingénierie et la R&D d'EDF réalisent une veille technique internationale sur les sources froides innovantes, avec trois axes d'amélioration potentielle étudiés : la récupération d'eau, la performance des systèmes secs de refroidissement et la performance des condenseurs. Quand c'est pertinent, des expérimentations de solutions innovantes sont testées. C'est le cas par exemple d'une expérimentation en cours avec la start-up Infinite Cooling, dont le but est de récupérer une partie de l'eau contenue dans les panaches de vapeur des tours aéroréfrigérantes. Ce procédé innovant n'a pas encore été testé sur un site nucléaire, mais une expérimentation sur un banc d'essai implanté sur le site nucléaire du Bugey est en cours. Les premiers résultats sont attendus en 2025.

Pour certains sites de production thermique, il est possible d'opter pour un refroidissement à air. C'est le choix qui a été fait pour la centrale thermique près de Norte Fluminense au Brésil et pour l'ensemble du parc en exploitation de PEI. La future centrale bioliquide du Larivot d'EDF PEI en Guyane sera elle aussi équipée de systèmes de refroidissement des moteurs par air avec des aéroréfrigérants secs. Les centrales thermiques en Italie, qui sont localisées dans des zones de stress hydrique, sont quant à elles toutes équipées soit de système de refroidissement à air, soit de système de tours réfrigérantes hybrides [1]. Ainsi, en 2024, la nouvelle centrale thermique de Presenzano a été conçue de manière à garantir une utilisation limitée des ressources en eau grâce à l'adoption de systèmes de refroidissement à air.

Les trois premiers sites choisis pour l'implantation des futurs EPR2 sont deux sites littoraux, n'utilisant donc pas d'eau douce pour le refroidissement, et un site en bord de Rhône. Les nouveaux réacteurs construits en bord de fleuve seront systématiquement équipés d'aéroréfrigérants, permettant de limiter les prélèvements d'eau douce pour le refroidissement et les rejets thermiques, mais induisant une consommation d'eau douce pour le refroidissement (évaporation).

3.2.4.2.3.2 Prélèvements d'eau pour les process industriels

Le Groupe a initié un ensemble d'actions visant à diminuer les prélèvements d'eau dans les différents process industriels.

Mieux quantifier les usages

Dans les plans de sobriété hydrique engagés par les entités du Groupe en France (parc nucléaire et thermique, Dalkia, Framatome), le premier axe d'actions est d'améliorer la **comptabilité des prélèvements** et de **préciser les flux d'eau au sein des sites** pour mieux piloter les usages et pour identifier les stratégies de réduction des prélèvements d'eau.

C'est notamment le cas pour le parc nucléaire existant en France, qui a démarré deux programmes d'actions en ce sens :

- **l'équipement progressif des points de prélèvement d'eau brute** par des compteurs d'eau et débitmètres, lorsque c'est techniquement faisable. En effet, à ce jour, la comptabilisation des prélèvements d'eau brute est souvent estimée de manière indirecte *via* les durées de fonctionnement des pompes et la connaissance de leurs débits. Les sites du Rhône seront les premiers équipés en débitmètres d'ici à fin 2028 ;
- **la réalisation de cartographies des flux d'eau** sur l'ensemble des process industriels de centrales nucléaires : les flux d'eau seront caractérisés depuis les prélèvements jusqu'aux rejets, en précisant les volumes et les qualités requises pour les différents process, avec l'objectif d'identifier les leviers les plus pertinents pour optimiser ou réduire les prélèvements d'eau. Un premier travail de cartographie a été initié en 2024 pour le site de Golfech.

Cela concerne aussi Dalkia qui assure une surveillance adaptée de ses réseaux de chaleur et de froid : thermographie, pilotage à distance de capteurs et compteurs, indicateurs de suivi des performances en eau des réseaux, etc. Cette surveillance permet notamment d'identifier les fuites des réseaux.

Éviter l'utilisation de l'eau douce

Plusieurs entités du Groupe ont réalisé des actions pour éviter les prélèvements d'eau douce quand cela est possible. On peut citer par exemple :

- **le dessalement d'eau de mer** : certains sites sont équipés d'une unité de dessalement, c'est par exemple le cas de la centrale nucléaire de Flamanville et de certaines centrales thermiques comme celle de Jarry Sud en Guadeloupe. Après traitement, l'eau de mer peut être utilisée dans les process industriels, permettant ainsi d'éviter des prélèvements d'eau douce ;
- **valorisation des eaux non conventionnelles :** le Groupe étudie les possibilités d'utilisation d'eau de pluie et d'eaux issues de station d'épuration quand les sites industriels s'y prêtent. Ainsi, en juin 2023, Framatome a installé 7 cuves de stockage d'eau de pluie enterrées sur son site de Montbard. Cette réserve de 2 900 m^3 d'eau permet de couvrir 3 mois d'exploitation sans pompage des eaux de surface. En 2024, le site a utilisé plus de 14 000 m^3 d'eau de pluie soit 74 % des besoins de l'installation. La conception en cours pour les futures centrales nucléaires EPR2 prévues sur les sites de Penly et Gravelines prévoit de réutiliser l'eau issue des stations d'épuration des communes situées à proximité et pour la centrale de Penly des eaux de pluie et drains de falaise pour l'alimentation en eau industrielle.

Réduire l'utilisation de l'eau

Plusieurs entités du Groupe (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'électricité...) ont réduit les prélèvements d'eau en **recherchant les fuites** et en **rénovant les installations** existantes : le meilleur suivi des flux d'eau dans les process va permettre de continuer d'identifier d'éventuelles fuites sur les installations qui pourront être traitées lors des opérations de maintenance.

(1) Un 1er étage de réfrigération à air (sec) et un 2e étage de réfrigération humide (semi-fermé).

Recyclage et réutilisation de l'eau

De nombreuses installations du Groupe ont été dimensionnées dès leur conception avec des circuits fermés ou semi-fermés, c'est-à-dire que l'eau est recyclée en permanence. C'est le cas des circuits primaires et secondaires des centrales nucléaires et des réseaux de chaleur et de froid qui fonctionnent en circuits fermés. Ces systèmes nécessitent toutefois des appoints d'eau pour compenser les fuites, les eaux évaporées et les purges nécessaires à leur exploitation (des volumes d'eau sont extraits en continu de ces circuits, par exemple pour faire des mesures de contrôle ou pour ajuster les concentrations chimiques dans les circuits). Pour les centrales nucléaires en France, des études de faisabilité de REUSE [1] d'effluents industriels sont en cours, afin de réduire les prélèvements d'eau douce pour faire ces appoints. Ainsi, des expérimentations ont été menées en 2022 et 2023 sur les centrales nucléaires de Golfech et de Tricastin, les résultats sont en cours d'analyse.

Sur les centrales thermiques, plusieurs actions de réutilisation des eaux de process ont été mises en œuvre. Ainsi, un système de recyclage des eaux des purges du circuit eau-vapeur a été installé en 2021 sur la centrale thermique de Martigues, ce qui permet de récupérer de l'ordre de 90 000 m^3 par an (soit de l'ordre de 40 % des besoins du site). En 2024, ce sont 25 000 m^3 qui ont été réutilisés, suite à une panne ayant nécessité une opération de maintenance sur le matériel.

L'eau peut aussi être réutilisée entre deux sites industriels voisins. C'est le cas par exemple du site de production d'éponges de zirconium de Jarrie, où Framatome utilise de l'eau provenant de l'industriel voisin. Ce dernier a une obligation (par arrêté préfectoral) de pompage dans la nappe phréatique pour garantir le confinement de pollutions historiques (barrière hydraulique). Le site de Framatome a ainsi réutilisé 1,4 million de m^3 d'eau issue de ce pompage en 2024.

Conception de nouveaux ouvrages

Le Groupe s'engage à concevoir des nouvelles installations qui minimisent l'utilisation de la ressource en eau en couplant l'ensemble des pistes d'actions évoquées ci-avant. C'est notamment le cas pour la construction des nouveaux EPR2 (Penly, Bugey, Gravelines) où les projets visent à diversifier les sources d'alimentation d'eau quand c'est possible, afin de réduire les prélèvements d'eau douce. Cela concerne à la fois :

- l'utilisation d'eau en phase chantier, avec par exemple la récupération et la réutilisation des eaux de pluie et des drains de falaise pour certains besoins fonctionnels des chantiers, des critères de mieux-disance dans les contrats de génie civil ;
- la phase d'exploitation, avec plusieurs pistes de recyclage de l'eau dans les process internes (recyclage des eaux du système de purge des générateurs de vapeur vers le circuit d'extraction ou encore l'alimentation des réservoirs du système d'appoint en eau par de l'eau déminéralisée recyclée) ou l'utilisation d'eau de sources externes (stations d'épuration avoisinantes).

3.2.4.2.3.3 Restauration des milieux aquatiques

Au-delà des réglementations sur les prélèvements et rejets régulant les conditions de production des sites (voir la section 3.2.4.1 « Politiques en matière de ressources hydriques ») et afin de contribuer à restaurer et régénérer les masses d'eau, le groupe EDF a engagé plusieurs actions favorables à la restauration du cycle de l'eau de façon directe ou indirecte, avec des bénéfices également pour la qualité d'eau. C'est notamment le cas d'actions conduites par la division de production nucléaire en France, engagées pour des objectifs en matière de séquestration carbone et/ou de préservation de la biodiversité, et qui peuvent également avoir des bénéfices pour la régulation du cycle de l'eau (voir la section 3.2.5.2.3 « Agir en faveur de la restauration et de la préservation des milieux naturels »).

3.2.4.2.3.4 Maîtrise de l'empreinte eau globale des activités

Depuis 2023, le groupe EDF travaille sur l'empreinte eau de ses filières de production d'électricité afin d'identifier les principaux postes de consommations d'eau, sur l'ensemble de l'analyse cycle de vie. Ces analyses se basent sur l'indicateur ACV AWARE (*Available Water Remaining*) de la méthode PEF (*Product Environmental Footprint*) retenue par le JRC (*Joint Research Centre, European Commission*). D'autres travaux visant à caractériser l'empreinte environnementale, dont l'empreinte eau, sont entrepris. Ainsi EDF Renouvelables a travaillé sur l'empreinte nature de ses activités, en se basant sur la méthodologie SBTN (*Science-Based Targets Network*) et un travail similaire a été engagé pour les parcs nucléaires et thermiques.

Par ailleurs, certaines activités en amont de la chaîne de valeur du Groupe étant matérielles vis-à-vis de la ressource en eau, le Groupe a engagé des actions visant à mobiliser ses fournisseurs sur ces sujets :

- des ateliers avec les fournisseurs d'uranium ont été réalisés en 2024 afin de construire une vision commune de la caractérisation de leurs empreintes eau. Le dialogue avec les fournisseurs va se poursuivre concernant leurs cibles de réduction de l'empreinte eau de leurs installations et des leviers actuels et futurs pour les atteindre ;
- des ateliers d'intelligence collective ont été organisés avec les fournisseurs volontaires des secteurs du génie civil, des équipements de protection et des vêtements de travail pour co-construire les leviers achat pertinents afin de réduire l'empreinte eau de chaque segment d'achat tout en identifiant les risques et opportunités du déploiement de ces leviers. Ces ateliers ont été réalisés dans le cadre du « Club Fournisseurs RSE » en parallèle de ceux concernant la décarbonation (voir la section 3.2.2.1.2.2 « Réduction des émissions indirectes »).

3.2.4.2.4 Cibles relatives aux prélèvements et consommations d'eau

3.2.4.2.4.1 Consommations d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité

Afin d'assurer que les enjeux de durabilité matériels du Groupe en termes de consommations d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité soient traités de manière efficace, le suivi suivant est mis en place :

Cible	Référence	Revue	Périmètre	2024
Intensité hydrique en kWh de la production d'électricité : rester sous le seuil de 0,9 L/kWh	2016	Annuelle	Groupe	0,86 L/kWh

Cette cible volontaire sur l'intensité hydrique en kWh de la production d'électricité permet d'assurer que le Groupe limite sa consommation d'eau par unité d'électricité produite. Il s'agit de la consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produit (en L/kWh). L'objectif du Groupe sur cet indicateur est de ne pas dépasser le seuil de 0,90 L/kWh. Compte tenu de l'évolution prévue des moyens de production d'électricité (augmentation de la part des énergies renouvelables et de la production nucléaire en bord de mer), l'intensité eau à l'échelle du Groupe devrait baisser dans les années à venir. Ainsi, le seuil retenu a été diminué de 0,05 L/kWh par rapport au seuil de 0,95 L/kWh que le Groupe se fixait depuis 2016. En 2024, l'indicateur s'établit à 0,86 L/kWh. À noter que ce chiffre, tout en étant inférieur au seuil, est en légère hausse par rapport à 2022 et 2023 du fait de l'augmentation de la production nucléaire d'électricité.

(1) Réutilisation des eaux usées traitées.

3.2.4.2.4.2 Prélèvements d'eau pour les process industriels

Le groupe EDF travaille sur l'établissement d'une cible de réduction de ses prélèvements d'eau pour les process industriels à la maille du Groupe (il s'agira d'une cible volontaire). Des cibles ont d'ores et déjà été prises ces dernières années dans certaines entités du Groupe (c'est le cas du parc nucléaire et thermique en France, de Dalkia, de Framatome) : ces cibles sont en cours de mise à jour et de consolidation.

3.2.4.2.5 Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau

3.2.4.2.5.1 Consommations d'eau pour des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité

La grande majorité (97 %) de l'eau douce prélevée par le Groupe est directement restituée au milieu naturel, elle n'est donc pas consommée. L'eau consommée par le Groupe est essentiellement l'eau douce de surface, évaporée par les systèmes de refroidissement des centrales nucléaires et thermiques en circuit semi-fermé. En 2024, le Groupe a ainsi consommé 442 millions de m^3 d'eau douce pour le refroidissement des installations de production d'électricité nucléaire et thermique (445 millions de m^3 si on inclut la consommation d'eau salée et d'eau saumâtre), soit 17 % de plus qu'en 2023 (377 millions de m^3), en lien avec l'augmentation de la production nucléaire d'électricité en France.

La consommation d'eau douce des sites de production d'électricité du Groupe situés dans des zones exposées à un stress hydrique élevé et très élevé (voir la section 3.2.4.2.2 « Sites en zone de stress hydrique »), s'élève à 32 millions de m^3 soit 7 % de la consommation d'eau douce du Groupe.

Précisions sur les indicateurs

Les consommations d'eau ne peuvent pas être mesurées directement (il s'agit d'eau évaporée ou de fuites). Pour chaque site, la consommation d'eau est donc :

- soit, pour les centrales thermiques, calculée par différence entre les mesures de prélèvements d'eau et les mesures de rejets liquides du site ;
- soit, pour les centrales nucléaires en circuit semi-fermé, modélisée en utilisant des formules de calcul spécifiques par site intégrant, entre autres paramètres, le fonctionnement des aéroréfrigérants et les conditions météorologiques. Ce cas représente environ 99 % des volumes consommés reportés du Groupe.

Ces méthodes de calcul induisent donc des incertitudes, toutefois les méthodes sont établies suivant les protocoles réglementaires en accord avec les autorités en charge, les mesures font l'objet de vérifications et sont suivies dans le cadre du système de management environnemental du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

Les consommations sont suivies pour chaque installation, puis agrégées à l'échelle du Groupe.

L'analyse des sites localisés en zone de stress hydrique a été réalisée en utilisant l'outil Aqueduct, comme précisé à la section 3.2.4.2.2 « Sites en zone de stress hydrique ». La consommation d'eau des sites en zone exposée à un stress hydrique élevé et très élevé est la somme des consommations d'eau des sites concernés.

3.2.4.2.5.2 Prélèvements pour les process industriels

En 2024, le Groupe a prélevé 43 millions de m^3 d'eau pour les process industriels. La majorité provient d'eau de surface ou de réseaux tiers.

Précisions sur les indicateurs

Pour chaque site, les volumes prélevés sont :

- soit mesurés directement en temps réels par des compteurs d'eau ou débitmètres ;
- soit estimés sur la base du temps de fonctionnement des pompes et de leur débit nominal de fonctionnement.

Les volumes estimés comportent donc des incertitudes, toutefois le Groupe adopte une démarche conservative dans l'application de ces méthodes. Ces méthodes sont établies suivant les protocoles réglementaires en accord avec les autorités en charge, les mesures font l'objet de vérifications et sont suivies dans le cadre du système de management environnemental du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

Le Groupe travaille pour améliorer le comptage de ces volumes (voir la section 3.2.4.2.3.2 « Prélèvements d'eau pour les usages industriels »).

3.2.4.2.5.3 Quantité totale d'eau recyclée et réutilisée (en m^3)

Du fait de la diversité des installations d'une part et du manque de mesures de certains flux d'eau d'autre part, ces métriques ont été quantifiées sur quelques installations. Le Groupe travaillera à compléter ces indicateurs. Des informations qualitatives sont fournies à la section 3.2.4.2.3.2 « Prélèvements d'eau pour les process industriels ».

- Dans les centrales nucléaires en circuit semi-fermé en France, l'eau des circuits de réfrigération des auxiliaires nucléaires et conventionnels est réutilisée comme eau d'appoint aux aéroréfrigérants, ce qui permet de limiter les prélèvements d'eau des circuits de refroidissement. Le volume d'eau ainsi réutilisé en 2024 est de l'ordre de 1 100 millions de m^3, soit 54 % du volume des prélèvements pour appoint du condenseur principal des centrales en circuit fermé. Ce volume est de 62 millions de m^3 pour le site situé en zone de stress hydrique (45 % du volume d'appoint au condenseur principal).
- Sur la centrale thermique de Martigues, le système de recyclage des eaux des purges du circuit eau-vapeur a permis de réutiliser 25 000 m^3 en 2024.
- Sur le site Jarrie de Framatome, en 2024, le site a réutilisé 1,4 million de m^3 d'eau issue du pompage du site industriel voisin.

En complément, le Groupe a lancé plusieurs projets visant à recycler et/ou réutiliser de l'eau quand cela est techniquement possible, dans une démarche collective de sobriété hydrique (voir la section 3.2.4.2.3.2 « Prélèvements d'eau pour les usages industriels »). Ces expérimentations sont en cours et tous les flux réutilisés ne sont pas mesurés pour le moment. Il n'est donc pas possible à ce jour de fournir un chiffre consolidé des volumes d'eau réutilisés. Le Groupe travaille pour améliorer le comptage de ces volumes.

3.2.4.2.5.4 Intensités hydriques

Intensité hydrique en chiffre d'affaires (en m^3/€)

L'intensité hydrique par chiffre d'affaires [1] représente la consommation d'eau totale en m^3 résultant des opérations propres sur le chiffre d'affaires (ratio de la consommation d'eau en mètres cubes sur le chiffre d'affaires consolidé hors trading en euros), elle est de 0,004 m^3/€ en 2024. Cet indicateur pourrait fortement varier avec la performance de l'entreprise mais aussi du fait de la seule dimension prix de l'énergie, sans lien direct avec l'utilisation d'eau et les actions mises en place.

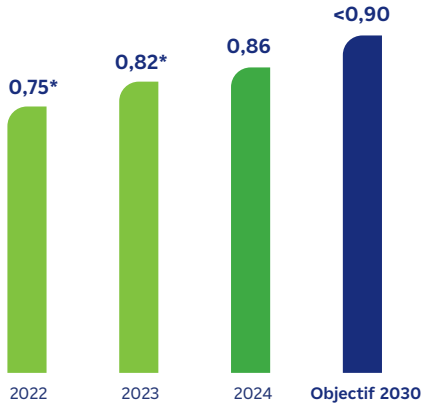
(1) Chiffre d'affaires consolidé hors trading (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024).

Intensité hydrique par kWh

Indicateur clé de performance du Groupe

Le Groupe utilise depuis 2016 un indicateur d'intensité hydrique par kWh calculée sur la consommation d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité rapportée à la production d'électricité*. L'intensité eau du Groupe est de 0,86 L/kWh en 2024, inférieure au seuil fixé, malgré une hausse comparée à 2022 et 2023 du fait de l'augmentation de la production nucléaire d'électricité. Compte tenu de l'évolution prévue des moyens de production d'électricité, l'intensité eau à l'échelle du Groupe devrait tendre à la baisse dans les années à venir.

Intensité hydrique par kWh (en L/kWh)



* *Cet indicateur était jusqu'alors calculé sur la moyenne des cinq dernières années. Il est maintenant fourni en valeur annuelle. Les valeurs pour les années 2022 et 2023 sont donc différentes de celles des rapports URD 2022 et 2023 (0,83 et 0,83 L/kW).*

3.2.4.3 Partage de la ressource en eau

Dans le cadre des principes de la politique eau du Groupe comprenant un volet sur le rôle de gestionnaire multi-usage de la ressource en eau en France, le Groupe a initié plusieurs actions pour mieux gérer ses enjeux de durabilité liés à la ressource en eau et développer l'opportunité de valorisation de son savoir-faire dans la gestion et le partage de l'eau.

3.2.4.3.1 Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau

EDF veille en permanence à mener la gestion des aménagements hydrauliques qu'elle exploite en concertation avec les parties prenantes (État, collectivités locales, agences de l'eau, associations, etc.). Ainsi, en France le groupe EDF participe aux instances de gouvernance et de gestion nationale et locale de l'eau (comité national de l'eau, comités de bassins, commissions locales de l'eau, etc.), et est représenté par l'UFE [1] dans les instances de gouvernance de chaque bassin.

EDF s'est dotée depuis 2003 d'une instance interne de coordination de l'eau en France dont la gestion opérationnelle est confiée à la Direction d'EDF Hydro. Elle a pour mission d'organiser la veille et le partage d'informations sur les enjeux de l'eau de façon transverse entre les entités productrices d'énergie en France métropolitaine et de favoriser les synergies quand il y a lieu dans la gestion opérationnelle de l'eau. Cette coordination permet au Groupe de garantir une exploitation optimale de l'ensemble des ouvrages de production d'électricité en France en intégrant les multiples facteurs d'exploitation en lien avec la ressource en eau et les installations de production d'électricité : tenue des côtes et garantie du soutien d'étiage au droit des barrages, anticipation des évolutions des températures et des débits des cours d'eau au droit des centrales thermiques et nucléaires, organisation des lâchers d'eau.

Afin de renforcer ce rôle clé dans la gestion multi-usage en faveur des autres usagers de l'eau et permettre à des parties prenantes externes de bénéficier des compétences techniques et stratégiques ainsi développées, le groupe EDF a engagé plusieurs actions clés pour mieux gérer ces enjeux de durabilité et opportunités :

- **renouvellement des conventions de soutien d'étiage :** EDF Hydro assure le soutien des débits d'étiage de cours d'eau à partir d'un grand nombre des retenues qu'elle exploite, permettant ainsi de préserver les milieux aquatiques et de sécuriser les usages de l'eau en aval (parmi lesquels par exemple l'alimentation en eau potable ou l'irrigation). Dans un contexte de changement climatique, EDF Hydro s'attache à renouveler périodiquement les conventions de soutien d'étiage avec les acteurs des bassins hydrographiques, avec dans certains cas des augmentations des volumes de soutien d'étiage. À titre d'exemple, EDF Hydro a signé en 2024 avec les 3 départements concernés (Lozère, Ardèche, Haute Loire) une convention concernant la contribution des aménagements de Montpezat au soutien d'étiage de l'Ardèche, du Chassezac et de la Loire. Dans le cadre de la convention, des études seront réalisées permettant d'une part, d'optimiser le soutien d'étiage et d'autre part d'optimiser la production énergétique des installations hydroélectriques tout en intégrant les prévisions liées au changement climatique ;
- **projets de STEP :** le groupe EDF travaille sur des projets de conception de nouvelles STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) en France qui permettront d'augmenter la flexibilité dans la production énergétique et donc de façon induite de libérer de la capacité de soutien d'étiage sur d'autres aménagements, tout en préservant les ressources en eau (en effet, les STEP fonctionnent en « circuit fermé », puisque l'eau est réutilisée entre deux réservoirs amont et aval). Le projet de consultation de la PPE3 (Programmation pluriannuelle de l'énergie) prévoit le développement de STEP pour un potentiel de 1,5 GW identifié en vue de mises en service entre 2030 et 2035. Un premier projet est déjà bien avancé, il s'agit du projet Vouglans-Saut-Mortier (situé dans le Jura) dont l'objectif est d'augmenter les volumes d'eau stockés, en réutilisant les aménagements existants. Au-delà de l'augmentation de la capacité de production d'électricité décarbonée, ce projet sera bénéfique pour le milieu naturel et les autres usages de l'eau (débits de soutien d'étiage, rafraîchissement des milieux aquatiques à l'aval en période estivale, côte touristique) ;
- **compétences techniques en modélisation de la ressource en eau :** le groupe EDF a développé une compétence reconnue en prévision de la ressource en eau en France, qui s'appuie notamment sur un réseau de stations de mesures hydrométéorologiques réparties dans tous les bassins versants sur lesquels EDF exploite des installations. Au-delà de l'apport interne (gestion des crues, anticipation des étiages et remplissage des barrages…), ces compétences sont aussi valorisées en externe, avec à titre d'exemples :
  - la fourniture d'outil de modélisation et appui technique auprès de certaines parties prenantes impliquées dans la gestion opérationnelle de la ressource en eau ;

(1) Union Française de l'Électricité.

- la contribution à des projets scientifiques collaboratifs, avec par exemple en 2024 la participation au projet Explore 2 [1];
- le développement d'un jumeau numérique de bassin versant à l'échelle de la Loire, afin de modéliser les évolutions de la ressource en eau naturelle et des usages de l'eau suivant différents scénarios de changement climatique. Ces travaux ont vocation à être consolidés en partenariat avec des organismes scientifiques et partagés avec les acteurs de l'eau.

3.2.4.3.2 Cible et indicateur relatifs à la gestion multi-usage de la ressource en eau

Afin d'assurer que l'enjeu de durabilité matériel en termes de gestion multi-usage de la ressource en eau soit traité de manière efficace, le suivi suivant est mis en place :

Indicateurs associés	Cible	Référence	Revue	Périmètre	2022	2023	2024
Satisfaction de la demande en soutien d'étiage	100 %	-	Annuelle	EDF Hydro	100 %	100 %	100 %

Cette cible concerne le parc hydro-électrique en France continentale géré par EDF Hydro. Elle vise à satisfaire la demande en soutien d'étiage dans la limite des modalités contractualisées. En 2024, les stipulations contractuelles de soutien d'étiage en France ont été respectées.

Cette gestion volontaire du multi-usage de l'eau a conduit EDF à délivrer en moyenne par an plus de 465 Mm^3 sur les 10 dernières années. Il s'agit d'une cible volontaire, spécifique à EDF, intégrée aux engagements *act4nature* (2023-2025).

3.2.4.4 Dépenses et efforts de recherche alloués aux actions en matière de ressources hydriques

Les outils de gestion du groupe ne permettent pas, pour la première année d'application de la CSRD, un chiffrage exhaustif des actions en lien avec la protection des ressources hydriques. Pour les prochaines années, des travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière de ressources hydriques.

En 2024, en complément des actions et des dépenses réalisées sur les actifs de production, le Groupe contribue grâce à ses efforts de recherche et développement identifiées, pour 18 M€ à la protection et la gestion de l'eau de manière intégrée et soutenable.

(1) Projet piloté par l'INRAE et l'OIEau visant à actualiser les connaissances sur l'impact du changement climatique sur l'hydrologie en France, à partir des dernières publications du GIEC : professionnels.ofb.fr/fr/node/1244

3.2.5 ESRS E4 - Biodiversité et écosystèmes

Les activités d'EDF, dans ses opérations directes ou dans sa chaîne de valeur, interagissent avec les milieux naturels terrestres, aquatiques et marins. EDF agit sur ses impacts et dépendances les plus significatifs, en lien avec les facteurs de pression majeurs sur la biodiversité, de manière à tendre vers la réduction de la contribution de ses activités à ces facteurs de pression ; la recréation des espaces et des conditions favorables à la biodiversité et le renforcement de l'amélioration de la connaissance et son partage.

Le Groupe s'appuie pour cela sur l'expérience et les compétences de sa R&D et ses ingénieries, ainsi que ses programmes de suivi de l'exploitation de ses ouvrages.

Le groupe EDF travaille sur la résilience de sa stratégie et modèle d'affaires en rapport avec la biodiversité et les écosystèmes dans le cadre de son engagement *TNFD Early Adopter 2026*. Le Groupe utilisera notamment à cet effet les outils mis à disposition par la TNFD.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les impacts et risques suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Impact sur les écosystèmes	Dégradation des écosystèmes	L'artificialisation des sols causée par les activités de construction, déconstruction et exploitation du Groupe, peut conduire à la dégradation des écosystèmes. Les activités de la filière hydro-électrique peuvent également contribuer à cette dernière *via* la modification des régimes hydrologiques.	Court, moyen et long termes
	Amélioration des écosystèmes	Certaines activités menées par le Groupe peuvent contribuer à l'amélioration de la résilience des écosystèmes, notamment *via* l'effet récif et l'effet réserve, des parcs éoliens *offshore*, la présence des écosystèmes sous les lignes électriques, le soutien d'étiage en période de sécheresse et sur le foncier non industriel du Groupe.	Court et moyen termes
	Impact *via* les ressources amont	La construction et l'exploitation des infrastructures de production d'énergie nécessitent des ressources issues de l'exploitation minière, des combustibles fossiles et différentes matières premières (notamment biomasse) pouvant conduire à la destruction ou à la modification des écosystèmes.	Court et moyen termes
Perte de biodiversité (1)	Perte de biodiversité	Les activités de construction/déconstruction du Groupe, mais également les activités d'exploitation peuvent conduire à une perte de biodiversité (ex. percussion/électrocution avifaune, modification de continuité piscicole)	Court terme

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Perte de biodiversité (1)	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale pourraient entraver l'implantation de nouvelles infrastructures énergétiques d'EDF, du fait de refus d'autorisations ou de pénuries de terrains adéquats. Elles pourraient entraîner des coûts supplémentaires, notamment en matière de restauration des écosystèmes, et compliquer la mise en conformité des installations existantes et les opérations de déconstruction.

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

Le groupe EDF a identifié les **impacts, risques et opportunités matériels** à l'aide de sources internes et externes telles que les lignes directrices de la TNFD pour le secteur de l'énergie ou encore le programme *Nature Positive Energy System* du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les contributeurs internes incluent les référents biodiversité de chaque filière du Groupe, de la Direction Impact, des membres de la Direction Financière, achats, risques Groupe ; les contributeurs externes incluent les membres du comité des parties prenantes. Les intérêts des communautés affectées ont été intégrés indirectement *via* ces différentes sources.

Le Groupe a identifié des **dépendances** à l'égard de la biodiversité, des écosystèmes et des services écosystémiques, notamment *via* l'analyse des dépendances de ses chaînes de valeur. Cette analyse des dépendances s'est basée sur l'identification d'intrants clés issus du modèle des six capitaux de l'*Integrated Reporting Council*, incluant le capital environnemental. Ce capital inclut notamment pour EDF l'eau et les minéraux. Le Groupe a identifié un risque lié à la dépendance aux services écosystémiques, précédemment identifié dans la cartographie des risques du Groupe : il s'agit du risque systémique de dégradation voire de perte de services écosystémiques pouvant impacter la production d'énergie du groupe EDF. Les services écosystémiques ciblés par ce risque sont notamment le cycle de l'eau. Ce risque est adressé dans la section 3.2.4 « ESRS E3 - Ressources hydriques ».

Les risques et opportunités matériels n'ont pas nécessité d'analyse de scénarios spécifiques, la cartographie des risques d'EDF intégrait déjà les risques liés à la biodiversité. Une analyse des **risques et opportunités** en matière de biodiversité est menée par EDF selon l'analyse de double matérialité sur les dépendances et impacts, appuyée sur la base de données ENCORE (*Exploring Natural Capital Opportunities, Risks and Exposure*). Il ressort de l'analyse de matérialité des risques physiques et de transition.

La production d'énergie peut contribuer de manière significative aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité tels que le changement d'usage des terres, mers et eaux douces, le changement climatique (voir la section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique »), la pollution (voir la section 3.2.3 « ESRS E2 - Pollution ») et l'utilisation des ressources (voir la section 3.2.6 « ESRS E5 - Utilisation de ressources et économie circulaire »). Par ailleurs, le Groupe peut avoir des incidences potentiellement significatives sur l'étendue et l'état des écosystèmes.

Sur le périmètre des opérations directes, les activités de construction/déconstruction, mais également les activités d'exploitation peuvent conduire à une perte de biodiversité (ex. percussion/électrocution avifaune, modification de continuité piscicole) et une modification des écosystèmes. En phase d'exploitation, l'hydroélectricité peut occasionner des impacts significatifs par la modification des régimes hydrauliques.

Des mesures d'atténuation de ces impacts négatifs sont menées, pour plus d'informations, voir la section 3.2.5.2. « Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes ».

Cependant, les actions menées par le Groupe peuvent aussi contribuer à l'amélioration de la résilience des écosystèmes, notamment *via* l'effet récif et de réserves, des parcs éoliens *offshore*, la présence des écosystèmes sous les lignes électriques, la fréquentation de nichoirs à faucons sur les points hauts des sites nucléaires (avec nidification et envol de fauconneaux), le soutien d'étiage en période de sécheresse et les actions menées par le Groupe pour la biodiversité sur le foncier non industriel. Par ailleurs, les programmes de recherche pluriannuels et multi-partenaires notamment sur la thermie-hydrobiologie montrent qu'il n'y a pas d'incidence significative des rejets thermiques liés à l'exploitation des centrales nucléaires sur les milieux aquatiques (voir la section 3.2.3 « Pollution »).

Compte tenu de cette analyse de matérialité, en application des principes de l'ESRS 2, la liste des sites importants du Groupe comprend les projets du Groupe en phase de construction ou déconstruction. Ces projets sont tous couverts par une étude d'impact et un plan d'action biodiversité. La liste ci-dessous reprend les projets en phase chantier de plus grande envergure conduits par le Groupe en 2024, ayant nécessité une grande attention concernant les pressions de changement d'usage des terres, mers et eaux douces du fait de l'impact potentiel sur les écosystèmes.

Technologie	Localisation	Projet
Nucléaire	France	Construction de l'EPR2 Penly : premiers travaux de terrassement
	Royaume-Uni	Construction de la centrale d'Hinkley Point C
Éolien	France	Construction du Parc éolien en mer de Fécamp ~500 MW
	France	Construction du parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer) ~ 450 MW
	France	Construction du parc éolien flottant en mer de Provence Grand Large ~ 25 MW
	Royaume-Uni	Construction du parc éolien en mer de Neart Na Gaoithe ~ 450 MW
Hydroélectricité	France	Installation d'un nouvel équipement (turbine-pompe) au barrage actuel de Saut-Mortier

De nombreux sites de production d'électricité sont situés dans (ou proches) des zones protégées ou qualifiées comme riches en biodiversité. À titre d'illustration, sur le parc hydroélectrique exploité par EDF Hydro en France, 134 ouvrages de retenue et prise d'eau sont situés sur un cours d'eau classé en liste 2 [1], dont des axes de grands migrateurs, qui revêtent ainsi une sensibilité particulière en termes de continuité écologique sédimentaire et piscicole. Cette analyse permet d'identifier les actions d'EDF Hydro sur les dispositifs de franchissement piscicole (voir la section 3.2.5.2 « Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes »).

En 2018, l'UNEP WCMC a évalué les sensibilités à la biodiversité des sites de production d'électricité du groupe EDF dans le monde. L'analyse de sensibilité a fait usage d'un cadre d'analyse spatiale basé sur 12 jeux de données spatiales à l'échelle mondiale, disponibles dans l'outil IBAT (*Integrated Biodiversity Assessment Tool*). L'analyse a inclus les données sur la distribution d'espèces menacées, d'aires protégées, d'écorégions vulnérables et des zones importantes pour la conservation, comme les *Key Biodiversity Areas* (KBA). Au total, 1 078 sites ont été inclus dans l'analyse provenant de 26 pays et territoires politiques.

Le Groupe a entrepris la mise à jour de ces informations, en démarrant par le périmètre d'EDF Renouvelables. Basés sur les nouvelles fonctionnalités de l'outil IBAT (*Integrated Biodiversity Assessment Tool* – disponibles depuis septembre 2024) et dans l'esprit de la méthodologie LEAP de la TNFD, ces travaux qui devraient aboutir en 2025 viseront à compléter les informations pertinentes quant aux sites du Groupe situés à proximité de zones sensibles pour la biodiversité, tout en renforçant les outils de cartographie et d'analyse internes qui fondent l'action opérationnelle locale des métiers en matière de biodiversité [2].

Sur le périmètre de la chaîne de valeur du groupe EDF, les impacts sont principalement liés à l'achat de matières premières pour la construction des infrastructures (toutes filières) et les combustibles utilisés (uranium, gaz, bois).

Au titre des risques et opportunités matériels identifiés ci-avant, des impacts actuels significatifs ont été évalués, et sont présentés dans les états financiers du Groupe, voir pour plus de détails la section 6.1 des comptes consolidés et la note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

3.2.5.1 Politiques en matière de biodiversité

La politique RSE du groupe EDF (détaillée dans la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise ») structure les engagements du Groupe sur son périmètre direct et indirect, sur plusieurs thématiques dont celles liées à la biodiversité et aux écosystèmes. Les enjeux de l'ambition « Zéro émission nette » du groupe EDF sont indissociables d'une approche en faveur de la biodiversité.

(1) La Loi sur l'Eau et Milieux Aquatiques (LEMA) de 2006 transcrit la Directive Cadre sur l'Eau (DCE) et introduit le classement des cours d'eau en 2 listes. Pour les tronçons de cours d'eau classés en liste 2, tout ouvrage faisant obstacle doit être équipé de manière à pouvoir assurer la continuité écologique.

(2) En France, les données publiques fournies par l'Inventaire National du Patrimoine Naturel, géré par le Muséum national d'Histoire naturelle, constituent pour le moment, la référence.

Pour limiter son empreinte environnementale tout au long du cycle de vie de ses installations et activités, le groupe EDF cherche à agir de manière responsable à l'égard du foncier qu'il détient ou dont il dispose en concession. Dans ce cadre, les entités du Groupe veillent à limiter l'artificialisation et l'imperméabilisation des sols, à optimiser et valoriser le foncier en conformité avec la réglementation, notamment par la mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usage du foncier. En complément, le Groupe veille à la durabilité de ses approvisionnements en biomasse pour lesquels il s'engage à accroître la part de bois issue de forêts certifiées PEFC ou FSC. En particulier, aucune forêt, directement ou indirectement, ne disparaîtra pour les besoins énergétiques d'EDF.

Le Groupe a renouvelé en 2023 son engagement dans deux dispositifs volontaires : « *Entreprises engagées pour la Nature* », sous l'égide de l'Office français de la biodiversité ; et « *act4nature international* », sous l'égide de l'association Entreprises pour l'environnement (Epe), avec pour objectifs de :

- réduire la contribution de ses activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité sur les terres, eaux et océans sur la chaîne de valeur, à travers des approvisionnements, l'optimisation des matériaux en fin de vie ou encore l'accompagnement des clients dans la sobriété énergétique ;
- recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité ;
- renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager ;
- renforcer la gouvernance et la sensibilisation en la matière.

Les engagements et actions du Groupe ont été reconnus conformes aux critères de l'initiative *It's now for nature* en octobre 2024, participant ainsi à la campagne lancée par *Business for nature* à l'occasion de la COP16. Aujourd'hui, la politique sur les pratiques durables sur les océans/mers n'est pas distincte des politiques sur les autres écosystèmes.

Les engagements sociaux du groupe EDF vis-à-vis des communautés affectées sont présentés dans la section 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées ».

3.2.5.2 Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes

EDF cherche à réduire au maximum ses impacts négatifs et générer plus d'impacts positifs sur ses opérations directes et dans sa chaîne de valeur. Par ailleurs, le groupe EDF s'est engagé régulièrement depuis 2014, dans des initiatives de contribution volontaire à l'opérationnalisation de la Stratégie nationale biodiversité (SNB) française telles qu'*Entreprises engagées pour la nature* et *act4nature international*. Le détail des actions volontaires sur lesquelles le groupe EDF s'est engagé est disponible sur le site de ces initiatives.

EDF est engagée dans de nombreux partenariats avec des structures associatives et institutionnelles pour intégrer les enjeux de biodiversité dans la gestion de son foncier, dans ses projets et contribuer à la restauration ou à la préservation de milieux naturels. En France, le Groupe travaille avec ses partenaires historiques nationaux, notamment :

- **FCEN** (Fédération des conservatoires d'espaces naturels) : formation, sensibilisation et projets concrets, notamment autour des zones humides ;
- **LPO** (Ligue pour la protection des oiseaux) : accompagnement de projets locaux notamment sur les faucons pèlerins sur le parc thermique et nucléaire, création de refuges pour la faune ;
- **MNHN** (Muséum national d'Histoire naturelle) : collaboration sur des projets de recherche ;
- **réseau des CBN** (Conservatoires botaniques nationaux) : opérations de végétalisation à partir de semences locales ;
- **UICN** (Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature) : accompagnement à l'intégration de la biodiversité dans la démarche du Groupe ;
- **UNCPIE** (Union nationale des centres permanents d'initiatives pour l'environnement) : concertations locales pour promouvoir la préservation de la biodiversité.

Localement, ce sont plus de 100 partenariats qui visent à aider les sites dans leur démarche menée en faveur de la biodiversité. Le partenariat avec la Fédération nationale de la pêche en France (FNPF) se poursuit via le financement et le pilotage d'actions en faveur des milieux aquatiques (une convention cadre et près de 50 conventions locales avec les fédérations départementales).

Tous les deux ans environ, EDF réunit ses partenaires de niveau national pour challenger et revoir le bilan des engagements volontaires du Groupe sur la biodiversité.

3.2.5.2.1 Renforcer l'amélioration des connaissances et les partager

Suivis en exploitation

Les impacts sur l'environnement et la biodiversité des ouvrages en exploitation, notamment nucléaires, font l'objet d'une surveillance menée en France par les équipes d'EDF et par des organismes scientifiques tels que l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (IFREMER) ou l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR). EDF met en œuvre une surveillance environnementale au droit de l'ensemble des sites nucléaires en exploitation et en déconstruction. La surveillance chimique, physico-chimique, hydro-écologique et microbiologique mise en œuvre ces dernières années permet de conclure à l'absence d'influence des sites nucléaires d'EDF sur le fonctionnement écologique des cours d'eaux et du milieu marin. EDF réalise également une surveillance spécifique en cas de conditions estivales particulières (périodes dites de « canicule »). Cette surveillance a permis de démontrer l'absence d'effet notable du fonctionnement des centrales nucléaires concernées sur les milieux récepteurs. Les données collectées dans le cadre de ces suivis sur plusieurs décennies ont montré que la radioactivité présente dans l'environnement des sites nucléaires d'EDF est majoritairement d'origine naturelle. La contribution des rejets d'effluents des sites nucléaires d'EDF à l'apport de radioactivité dans l'environnement est extrêmement faible et stable sur la dernière décennie. Les niveaux de radioactivité observés, en lien avec les rejets d'effluents des sites nucléaires d'EDF, sont sans impact sanitaire et sur l'environnement, en cohérence avec les conclusions des études d'impact.

Les sites thermiques de CCG Martigues et la centrale de Cordemais mettent en place des suivis hydrobiologiques depuis plusieurs années. Les principaux groupes suivis sont les poissons, le plancton, les invertébrés benthiques et les posidonies.

C'est également le cas des parcs éoliens et photovoltaïques qui font l'objet de suivis de la biodiversité encadrés selon des réglementations ou des études bien spécifiques. Concernant le parc de Saint-Nazaire mis en service depuis presque deux ans, le suivi des fondations des éoliennes est réalisé notamment par plongées sous-marines. Les plongées révèlent peu de différences en nombre d'espèces par rapport à l'état initial.

Le groupe EDF participe au projet *Aires marines sentinelles*, avec deux sites éoliens (Provence Grand Large, Saint-Nazaire) et un site nucléaire (Gravelines en France). Ce projet participe au réseau de surveillance pérenne de la biodiversité côtière en France hexagonale et de son évolution, centré notamment autour d'aires marines protégées et de sites de production d'électricité. L'objectif est d'inventorier et suivre sur le long terme la biodiversité marine et son évolution, en lien notamment avec les changements globaux (notamment climatiques). En 2023-2024, 211 échantillons d'ADNe (90 en Atlantique et 121 en Méditerranée) ont été prélevés sur les 13 aires marines sentinelles suivies avec le soutien des partenaires locaux (PatriNat, réserves et parcs éoliens principalement). Le financement EDF a permis de réaliser la filtration et l'analyse de 170 échantillons sur les 211 analysés.

Recherche et développement

Même si les travaux de recherches ont démarré il y a 50 ans, il reste encore de nombreuses questions de compréhension et d'évaluation d'impact auxquelles EDF R&D et ses partenaires scientifiques cherchent à apporter des réponses. La recherche sur la protection de l'environnement implique près de 200 chercheurs et techniciens ainsi qu'une cinquantaine de partenaires scientifiques. Quatre projets de R&D traitent la majeure partie des questions de recherche du Groupe sur la biodiversité :

- le projet **BIODIV'** vise à évaluer les impacts des installations de production d'électricité d'origine nucléaire, thermique et hydroélectrique sur la biodiversité et situer ces impacts dans un contexte de changements globaux ; proposer des outils scientifiques et technologiques pour mieux évaluer, maîtriser et diminuer l'impact écologique des installations d'EDF ; apporter une expertise pour optimiser les choix technologiques des ouvrages visant à diminuer les impacts des installations d'EDF sur la biodiversité et développer des approches coûts-bénéfices de ces ouvrages, proportionnées aux enjeux écologiques et industriels. Ce projet a produit, entre 2018 et 2021, 50 publications dans des revues externes, dont une dans la revue Nature, ainsi que 52 communications en colloques. L'INRAE et la R&D d'EDF ont mis en place, depuis 2009, une équipe commune de recherche HYNES afin de collaborer sur le développement d'approches écologiques des milieux aquatiques et – depuis 2019 – sur les milieux terrestres ;
- le projet ***Renewables Environment and Sustainability*** **(REES)**, vise à développer des solutions innovantes et efficaces pour réduire les impacts de l'éolien (terrestre et maritime) et du solaire sur l'environnement et sur la biodiversité, tout en optimisant le productible. Dans le cadre de ce projet, une thèse réalisée de 2023 à 2026, en partenariat avec l'Institut de recherche pour le développement (IRD) porte sur la modélisation et la prédiction du comportement des oiseaux marins par rapport aux parcs éoliens en mer. Basée sur le développement d'une architecture de réseaux de neurones profonds pour la simulation de trajectoires d'oiseaux marins, cette thèse a remporté en 2024 le prix du meilleur poster aux « Journées scientifiques de l'éolien » (24-25 janvier 2024 à St Malo) et fait l'objet d'une présentation à la « *Seabird Group Conference* » (2-6 septembre 2024, à Coimbra, au Portugal).

En 2024, les projets BIODIV et REES ont permis la réalisation de 7 nouvelles publications, 8 communications en colloques internationaux et assurent la réalisation de 11 thèses ;

- le projet ***Séquestration Carbone, foncier et solutions naturelles*** **(CACTUS)** vise à évaluer la réalité et la pérennité des actions de stockage de carbone par des solutions naturelles et à définir les modalités pour maximiser les bénéfices de telles actions sur la biodiversité et le cycle de l'eau. Ce projet contribue plus généralement au développement des solutions naturelles d'adaptation au changement climatique ;
- le projet ***Empreinte environnementale production*** a pour finalité de mieux évaluer l'empreinte environnementale sur tous les milieux. Plusieurs méthodes ont été testées sur un périmètre restreint du Groupe, impliquant des experts de l'analyse du cycle de vie (ACV) et des domaines écologiques. EDF teste et participe au développement de l'outil *Product Biodiversity Footprint* (PBF).

EDF siège par ailleurs au Comité de parties prenantes de la Fondation de recherche pour la biodiversité (FRB) et au comité d'orientation du protocole ITTECOP (Infrastructures de transports, territoires, écosystèmes et paysages) 2024-2028 qui pilote et finance des projets de recherche appliquée sur l'intégration des questions relatives aux écosystèmes et aux paysages dans les projets d'infrastructures ou l'adaptation d'aménagements existants. Ce programme incitatif de recherche est conduit par le ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des Territoires, en coordination avec l'ADEME et l'OFB.

3.2.5.2.2 Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité

Cette partie traite de la pression de changement d'usage des terres – mers – eaux douces qui est la plus importante et la seule jugée matérielle pour EDF dans le cadre de l'analyse de double matérialité. Les pressions liées à la pollution et à la surexploitation des ressources abiotiques sont traitées dans les autres normes ESRS.

Actions sur les projets en construction

Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* [1], ou la réglementation du pays lorsque celle-ci est plus exigeante notamment en Europe. Les sociétés du Groupe appliquent la doctrine ERC (éviter, réduire, compenser) pour la totalité des projets et des ouvrages en exploitation [2]. Les études d'impacts environnementales et sociétales réalisées en amont des projets sont en conformité avec la réglementation en vigueur et les meilleures pratiques (par exemple les normes de performance de l'IFC si celles-ci sont plus contraignantes).

Afin de limiter le changement d'usage des terres, le Groupe optimise son emprise et positionne les nouveaux aménagements industriels préférentiellement sur des sites déjà artificialisés.

Ainsi EDF recycle son foncier artificialisé pour le développement des infrastructures de production :

- par l'installation de nouvelles unités de production sur des anciens sites thermiques : depuis 15 ans, toutes les nouvelles turbines à combustion installées en France par EDF l'ont été sur du foncier recyclé, des parcs solaires ont été installés sur différents anciens sites de centrales thermiques comme à Aramon (6,3 ha), Artix (4,4 ha), Ambès (10,3 ha) et Ottmarsheim (15,1 ha). D'autres parcs solaires sont en projet notamment à Porcheville et Loire-sur-Rhône. Par ailleurs, dans le cas où de nouveaux moyens de production thermiques décarbonés seraient nécessaires à l'équilibre du système électrique, ceux-ci seraient implantés préférentiellement sur du foncier en majeure partie déjà artificialisé (recyclage du foncier d'anciennes centrales thermiques) ;
- par l'augmentation de la capacité de production de ses installations existantes (repowering sur des installations hydroélectriques ou éoliennes par exemple) ;
- par la prolongation de la durée de fonctionnement de ses moyens de production, notamment la poursuite de l'exploitation du parc nucléaire français existant au-delà de soixante ans, en toute sûreté et en toute performance.

EDF développe par ailleurs des capacités de production qui privilégient le co-usage d'un même foncier par plusieurs activités, notamment avec l'agriculture pour les parcs éoliens et la pêche pour l'*offshore*, et principalement grâce à l'agrivoltaïsme pour le photovoltaïque. En France, avec la mise en place en 2024 d'une réglementation qui cadre les conditions de mise en œuvre des projets agrivoltaïques et photovoltaïques agri-compatibles, le groupe EDF a dédié une partie de ses activités de R&D, développement et construction à ces catégories d'installation, permettant un co-usage de cultures telles que la vigne, l'arboriculture ou l'élevage.

Par ailleurs, les chantiers majeurs de nouvelles infrastructures en phase de construction ont fait l'objet d'études d'impacts et ont mis en œuvre des mesures d'évitement, réduction et éventuellement de compensation.

(1) Principes issus de la norme de performance 6 de l'*International Finance Corporation* (IFC, société financière internationale, structure de la banque mondiale), traitant de la conservation de la biodiversité et de la gestion durable des ressources naturelles vivantes.
(2) En France, la loi biodiversité de 2016 requiert de la part des entreprises que « les mesures de compensation visent un objectif d'absence de perte nette, voire de gain de biodiversité ».

Technologie	Chantiers majeurs du Groupe en 2024 (Pays)	Exemples de mesures ERCA [1] mises en œuvre
Nucléaire	Construction de l'EPR Penly (France)	Les mesures d'évitement, de réduction des impacts pressentis, de compensation des impacts résiduels, d'accompagnement, de suivi des mesures et de suivi environnemental ont été publiées par décret le 3 juin 2024 (décret n° 2024-505 *portant autorisation environnementale relative à la réalisation de travaux préparatoires nécessaires à l'implantation d'une paire d'unités de production nucléaire de type EPR2, sur le site de Penly et la commune de Petit-Caux*). Parmi ces mesures : la réduction des emprises du chantier sur terre et sur mer, la restauration des zones de dépôt de matériau, la mise en œuvre de mesures compensatoires sur 13 sites d'une surface totale de 70 hectares. Un Comité technique proposé par EDF rassemble des représentants des maîtres d'ouvrage (EDF et RTE), des services en charge du contrôle (DREAL, DDTM), de collectivités locales, OFB, Conservatoire du Littoral… Les premiers travaux de terrassement sur le chantier de Penly ont démarré en 2024.
	Construction de la centrale d'Hinkley Point (Royaume-Uni)	Les terrains périphériques utilisés pour les activités de construction à HPC seront restaurés en zones naturelles après l'achèvement des travaux de construction. Une restauration partielle a déjà été réalisée. 65 000 arbres et arbustes ont déjà été plantés. Le design de l'EPR de HPC a pris en compte l'impact environnemental et la performance dès la conception. Ainsi le système de refroidissement d'eau prend en compte les meilleures pratiques actuelles documentées par le régulateur environnemental pour la protection des poissons en intégrant les spécificités et enjeux locaux. HPC a ainsi notamment déployé des structures d'entrée à faible vitesse innovantes, permettant de minimiser l'aspiration de poissons avec l'eau de refroidissement.
Éolien	Construction du Parc éolien en mer de Fécamp [2] ~ 500 MW (France) (Début des travaux 2020 – Mise en service 2024)	Un site Internet du Ministère en charge de la transition énergétique présente l'état du développement de l'éolien en mer en France. Il centralise les informations relatives à chaque projet. L'autorisation environnementale du parc éolien en mer de Fécamp prévoit des mesures pour limiter et suivre les impacts du projet, pendant sa phase de construction et d'exploitation. La mise en œuvre de ces mesures fait l'objet d'un bilan annuel. Parmi les mesures de réduction : l'adaptation des hauteurs de vol des hélicoptères de la côte sur le site du parc, la réduction de l'attractivité lumineuse des navires. Parmi les mesures d'accompagnement : le soutien à l'Opération Grand site « Falaises d'Étretat, Côte d'Albâtre » démarche de long terme lancée sur le territoire avant le projet *offshore* ; la participation aux programmes d'acquisition des connaissances et de suivis scientifiques sur l'espace Manche, en particulier l'avifaune ; ou encore la restauration d'un site d'intérêt écologique, de taille conséquente, à haute valeur patrimoniale en Seine-Maritime et dotée d'un potentiel de restauration écologique important.
	Construction du parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer) ~ 450 MW (France) (Début des travaux 2021 – Mise en service à horizon 2025)	Parmi les mesures de réduction : la réduction du bruit lié aux travaux (abandon du battage des monopieux au profit de la technique du forage-vibrofonçage) ; la réduction de la vitesse des navires dans la zone du parc lors des travaux. Plusieurs mesures d'accompagnement telles qu'une thèse en cours sur l'impact du bruit d'origine anthropique sur les déplacements et le comportement en mer des phoques veaux-marins ; l'amélioration de la connaissance sur les causes de mortalité des oiseaux pour un meilleur taux de survie des adultes et des jeunes.
	Construction du parc éolien flottant en mer de Provence Grand Large ~ 25 MW (France) (Début des travaux 2020 – Mise en service 2024)	Parmi les mesures de compensation : la dératisation et déchatisation des îles de Port-Cros et Calanques de Marseille, la réduction des captures accidentelles par engin de pêche, la construction et l'entretien des îlots de nidification larolimicoles. Parmi les mesures d'accompagnement : l'acquisition de données sur l'avifaune par télémétrie (puffins Yelkouan et puffins de Scopoli) et par un agent de terrain dans le parc national des Calanques.
	Construction du parc éolien en mer de Neart Na Gaoithe ~ 450 MW (Royaume-Uni) (Début des travaux 2019 – Mise en service à horizon 2025)	Parmi les mesures ERCA : Les sous-stations *offshore* ont été conçues pour utiliser des huiles hydrauliques biodégradables moins nocives pour l'environnement marin. Le code écossais d'observation de la faune marine est utilisé pour comprendre les meilleurs mouvements de navires afin d'éviter de perturber les oiseaux marins, les mammifères marins et la faune en général. Pendant la phase de construction de la sous-station terrestre, de nombreux efforts ont été consacrés à la séparation des déchets afin de garantir qu'aucune contamination croisée ne se produise entre les différents flux de déchets. Sur la base d'exploitation et de maintenance du parc éolien, une évaluation a été réalisée pour l'ensemencement et la plantation de fleurs sauvages, qui devraient avoir lieu en 2025

Technologie	Chantiers majeurs du Groupe en 2024 (Pays)	Exemples de mesures ERCA [1] mises en œuvre
Hydroélectricité	Augmentation de puissance de 18 MW et mise en œuvre d'une STEP à Saut-Mortier (France) (début des travaux en 2024, mise en service à horizon 2030)	Le projet a fait l'objet de nombreuses mesures ERC dès la phase de conception. Les impacts négatifs limités du projet en phase chantier sur le milieu aquatique seront très largement compensés par les impacts positifs en phase d'exploitation ; cet impact positif sur le milieu aquatique (biologie sur la basse rivière d'Ain) étant par ailleurs l'un des objectifs du projet.

(1) Éviter, réduire, compenser, accompagner.

(2) www.eoliennesenmer.fr/sites/eoliennesenmer/files/fichiers/2024/02/eohf-bilan_environnemental_2023.pdf

Actions en phase d'exploitation sur les milieux d'eaux douces (hydroélectricité)

Continuité piscicole : pour assurer la continuité piscicole (modifiée par la construction des barrages), les exploitants hydro-électriques ont engagé dès la conception de certains ouvrages la mise en place de dispositifs de type « passe à poisson » comme sur le Rhin. Cette démarche d'aménagements adaptés s'est ancrée progressivement dans la conception ou la mise à niveau des aménagements. Depuis les années 1980, EDF a mis en place en France plus de 250 dispositifs facilitant la migration piscicole sur des sites à enjeux écologiques (principalement sur des cours d'eau classés). Il s'agit d'équipements de franchissement de barrages (tels que les « passes à poissons »), de démantèlements de seuils en rivière de piégeage/transport ou encore d'arrêt de turbinage ciblés.

En France Outre-mer, aucun ouvrage n'est concerné par les classements qui s'arrêtent à l'aval des aménagements.

En Belgique, au sein de Luminus, le projet *Life4Fish*, visant à concilier production d'énergie renouvelable et préservation des poissons migrateurs en Meuse, a pris fin en 2023, avec la mise en place des actions prévues dans le cadre de ce programme. Concernant les deux espèces de référence, les résultats étaient conformes aux attendus : le seuil maximal de mortalité de 20 % a été respecté pour les anguilles avec un taux de 12,7 %, tandis que l'incidence sur les smolts de saumon a été réduit de moitié.

Débits : les activités de la filière hydroélectrique peuvent également modifier les régimes hydrologiques. EDF suit les pertes de production associées aux relèvements de débit réservé en faveur de la biodiversité : en 2024, le débit réservé de la prise d'eau de Mollières (centrale hydroélectrique de Valabres, Alpes-Maritimes) représente une perte de production de 894 MWh.

Soutien d'étiage en période de sécheresse : grâce à sa capacité de prévision et de coordination de la gestion de l'eau, EDF Hydro est un acteur clé de l'optimisation des ressources hydriques disponibles dans les retenues qu'elle exploite. Dans ce cadre, EDF Hydro assure un volume significatif de soutiens d'étiages qui contribuent à préserver les milieux aquatiques d'eau douce. Ces soutiens sont une des actions couvertes par l'engagement *act4nature* du Groupe pour la période 2023-2025 (voir la section 3.2.4.3.1 « Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau »).

Actions en phase d'exploitation sur les milieux terrestres (réseaux, éolien, biomasse)

Collisions et électrocution avifaune : la prise en compte de la biodiversité est un enjeu majeur pour le gestionnaire de réseau Enedis : le réseau de distribution d'électricité est pour moitié aérien et présente un risque de mortalité des oiseaux de grande envergure par choc sur les lignes ou électrocution. La réalisation de nouvelles lignes électriques en souterrain permet notamment de répondre à l'enjeu de préservation de l'avifaune. Sur les lignes aériennes restantes, en partenariat avec des associations naturalistes, Enedis met en place, progressivement et de manière ciblée, les actions correctives telles que la pose de balises pour éviter la percussion des oiseaux ou la pose d'équipements isolants pour éviter l'électrocution. Ces actions sont pilotées dans le cadre du Comité National Avifaune (CNA), qui regroupe Enedis, RTE, la Ligue pour la protection des oiseaux (LPO) et France Nature Environnement.

Afin de limiter les impacts des parcs éoliens sur la faune volante, des mesures d'atténuation et de suivi des incidences sont mises en œuvre pendant la phase chantier et en exploitation, telles que l'entretien des abords des éoliennes pour limiter leur attractivité. Dans les parcs qui présentent des risques avérés de collision, des mesures de réduction de la mortalité des oiseaux et des chiroptères sont intégrées :

- chiroptères : le moyen le plus utilisé est le bridage, qui consiste à arrêter les éoliennes lorsque les conditions météorologiques sont les plus favorables à l'activité en altitude des chauves-souris ;
- oiseaux : il est possible d'installer sur les parcs des systèmes de « détection-réaction » qui émettent des signaux sonores dans le but d'effaroucher les oiseaux lorsqu'ils s'approchent du rotor ou brident les éoliennes en temps réel.

Des travaux portent sur l'interaction de l'avifaune avec les parcs éoliens et les facteurs l'influençant aussi bien sur mer que sur terre. Ainsi la thèse, développée dans le cadre du programme R&D d'EDF Renouvelables, intitulée « *Deep learning simulation of seabird behavior : evaluating the impact of offshore wind farms* », cherche, via les réseaux de neurones, à disposer d'un modèle de risque de collision.

Le groupe EDF, l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), Energias de Portugal et Shell, en partenariat avec des ONG de référence sur la nature telles que *Birdlife*, *Fauna Flora*, ont élaboré et publié en 2021 des lignes directrices pour hiérarchiser les mesures d'atténuation et les meilleures mesures disponibles permettant d'éviter et réduire les impacts sur la biodiversité des projets éoliens (en mer et terrestres) et photovoltaïques. Ces travaux se poursuivent depuis 2023, notamment sur le sujet des impacts cumulés, de la planification territoriale et des achats responsables et ont fait l'objet de publications en 2024

En Belgique, les études d'incidence préalables à l'obtention des permis permettent de prévoir les mesures à prendre pour éviter, réduire ou compenser les éventuelles incidences sur l'avifaune et les chiroptères. Tous les parcs de Wallonie et une partie des parcs de Flandre sont équipés de systèmes de bridage destinés à protéger les chauves-souris, comme prévu dans les permis d'exploitation. Concernant l'avifaune, certains parcs situés en Flandre sont équipés de systèmes de bridage. En Wallonie, les autorités estiment que les mesures compensatoires mises en place (couverts enherbés notamment) sont suffisantes pour éliminer le risque résiduel, après évitement ou minimisation des incidences d'un projet donné.

Par ailleurs, Luminus a mis en place une « charte verte » à observer par les sous-traitants en charge de la construction des parcs éoliens, pour minimiser l'impact de cette phase sur la biodiversité. Cette charte, testée sur un site de construction (Liernu) en 2023, a été intégrée au cahier des charges et généralisée à l'ensemble des chantiers en 2024.

Collisions chiroptères : près des deux tiers de la flotte des aérogénérateurs exploitée par EDF Renouvelables en France fait l'objet d'une régulation pour les chiroptères : les éoliennes sont arrêtées lorsque les conditions de présence des chauves-souris aux alentours immédiats des turbines sont réunies. Les plans de bridage mis en place varient en fonction de paramètres propres à chaque site et permettent une réduction conséquente des collisions. Des suivis spécifiques réalisés les premières années d'exploitation permettent le cas échéant d'optimiser ces plans.

Approvisionnement en biomasse durable : l'approvisionnement en biomasse pour la production d'électricité et de chaleur peut avoir un impact significatif sur les écosystèmes. Dalkia, société du groupe EDF, approvisionne les principales chaufferies biomasse qu'elle exploite en France, *via* sa filiale Bois Energie France (BEF), ce qui représente un volume annuel de 2,4 millions de tonnes de bois énergie en 2024. Dalkia s'est engagée de façon volontaire à accroître la part de bois issue de forêts certifiées PEFC ou FSC. Cet indicateur permet de mettre en avant la durabilité du produit sur toute la chaîne depuis le producteur (propriétaire forestier, agriculteur..., engagé dans une démarche de durabilité) et le recycleur (qui recycle les déchets et résidus pour les valoriser en énergie) jusqu'à l'utilisation finale. Dalkia s'est fixé l'objectif d'avoir plus de 30 % de bois PEFC dès 2026 et au-delà sachant que le volume d'approvisionnement de BEF devrait doubler au regard des projets de décarbonation de l'industrie et de verdissement des réseaux de chaleur.

3.2.5.2.3 Agir en faveur de la restauration et de la préservation des milieux naturels

Plusieurs activités du Groupe permettent l'amélioration potentielle des écosystèmes :

Le soutien d'étiage en période de sécheresse (voir la section 3.2.4.3.1 « Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau »).

Entretien de la végétation sous et aux abords des lignes électriques : maintenir des espaces ouverts dans un milieu globalement fermé crée des clairières et des zones de transition entre deux écosystèmes, appelées écotones, favorables à une multitude d'espèces. Ces milieux, trop étroits pour un usage agricole intensif, sont rarement exploités et ne reçoivent ni intrants ni pesticides, ce qui en fait des friches très riches en biodiversité. Pour maintenir ces milieux sans y intervenir trop souvent et trop brutalement avec les engins classiques de girobroyage, des expérimentations de techniques alternatives ont été menées ces dernières années. Trois types de solutions sont en cours d'expérimentation chez Enedis :

- l'arrachage des ligneux à pousse rapide, suivi de la plantation d'un couvert arbustif dense qui empêche la pousse des grands arbres ;
- la mise en place d'une prairie de fauche favorable aux pollinisateurs ;
- la gestion par pâturage.

Les actions menées dans le Groupe sur du foncier sans usage industriel

Le groupe EDF s'est engagé à protéger et restaurer de manière volontaire 12 sites en France entre 2023 et 2025 en s'inspirant de la démarche *Solutions Fondées sur la Nature* (voir engagements *act4nature international*). Une partie de ces travaux concerne la restauration de berges et de zones humides, écosystèmes en lien avec le grand cycle de l'eau, ressources dont le Groupe est fortement dépendant (voir la section 3.2.4.2.3.3 « Restauration des milieux aquatiques »).

Quelques exemples de réalisations en 2024 :

- **sur la centrale nucléaire de Civaux :** deux conventions de partenariat 2024-2028 ont été signées début 2024 : l'une entre EDF et le Conservatoire d'espaces naturels (CEN) Nouvelle Aquitaine et l'autre, entre EDF et le Centre permanent d'initiative pour l'environnement (CPIE) Val de Gartempe – CPA Lathus. Ces partenariats concrétisent le déploiement du projet biodiversité et territoire de la centrale de Civaux sur le Font d'Orveau, espace naturel de 30 hectares. Le volet biodiversité est déployé à travers la mise en œuvre du plan de gestion écologique 2024-2028 du Font d'Orveau ;
- **sur la centrale nucléaire du Blayais :** après avoir renouvelé en 2023 (pour 10 ans), la convention de partenariat entre EDF et la Fédération de Chasse de la Gironde, qui agit en tant que gestionnaire de la réserve ornithologique de la centrale (68 hectares), un second plan de gestion 2024 à 2033 a été finalisé en 2024. Ce nouveau plan de gestion permettra de poursuivre une gestion favorisant l'accueil des oiseaux en hivernage ainsi que l'acquisition de connaissance sur les milieux et les espèces présentes. Un projet de suivi d'espèces « sentinelles du climat » sera mis en œuvre afin d'appréhender les évolutions liées au contexte de changements climatiques et proposer des adaptations dans les pratiques de gestion ;
- **sur la centrale nucléaire du Bugey :** porté par le CEN Rhône-Alpes, le projet (85 ha de zones humides) vise à restaurer les continuités avec le Rhône des deux lônes situées immédiatement en amont de l'aménagement hydroélectrique de Cusset et à une dizaine de kilomètres en aval de la centrale nucléaire du Bugey. À court terme, il s'agit de lutter durablement contre l'envasement des milieux tout en favorisant l'inondation des boisements alluviaux par un curage partiel des deux lônes. L'étude d'avant-projet (2024-2026) précisera les modalités d'intervention en concertation avec les acteurs du territoire et la communauté scientifique. EDF s'engage financièrement et techniquement dans ce projet notamment avec un travail porté sur les solutions fondées sur la nature pour l'eau et les milieux aquatiques ;
- **à proximité de la centrale nucléaire de Saint-Laurent des Eaux** : préservation et gestion durable de la forêt de Chambord : les forêts jouent un rôle significatif dans le maintien du grand cycle de l'eau notamment *via* l'évapotranspiration et la dynamique d'infiltration de l'eau dans les sols ;
- **sur le foncier de l'ancienne centrale thermique d'Aramon :** une convention de partenariat a été signée entre EDF et le Conservatoire d'espaces naturels (CEN) Occitanie pour gérer la ripisylve présente autour d'une lône, ancien bras mort du Rhône, de 9 hectares. Les actions portent notamment sur la gestion des espèces exotiques envahissantes avec des opérations d'écorçage qui ont démarré en 2024 ;
- **sur l'île du Rhin** : en 2024, EDF Hydro Est a confié au Conservatoire d'espaces naturels d'Alsace la gestion de plus de 630 hectares de terrain sur l'île du Rhin, *via* un bail civil, pour une durée de 5 ans. Les objectifs et les mesures de gestion sont définis par le plan de gestion transfrontalier réalisé en 2012 et le plan de gestion de la Réserve naturelle nationale de la Petite Camargue Alsacienne.

Certaines actions mutualisent des bénéfices sur la biodiversité, la régulation du cycle de l'eau, et sur l'atténuation d'émission ou de séquestration carbone, telles que :

- la restauration de tourbières dans les Vosges en partenariat avec le CEN Lorraine : les tourbières en tête de bassin versant jouent un rôle fondamental dans l'alimentation et la régulation de cours d'eau en aval. Le financement de ces opérations a été rendu possible dans le cadre du Fonds de compensation carbone EDF (voir la section 3.2.2.1.2.3.1 « Contribution carbone ») ;
- l'étude des fonctions et services rendus par les ripisylves, avec l'objectif à terme est de déployer un site pilote de restauration de ripisylve à proximité de la centrale nucléaire de Golfech ;
- le chantier de restauration de milieux humides au Levezou (Aveyron) grâce à la suppression de drainage agricole débuté en 2023 qui devrait être poursuivi jusqu'en 2025.

3.2.5.2.4 Ressources investies et dépenses actuelles allouées aux actions relatives à la biodiversité et aux écosystèmes

Des investissements en faveur de la biodiversité et des écosystèmes

Les ressources investies par le Groupe au titre des actions liées la biodiversité et aux écosystèmes s'élèvent en 2024 selon les estimations réalisées à 104 M€. Ces montants reposent sur des données issues d'une collecte réalisée sur l'ensemble des entités du Groupe dans le cadre des travaux engagés pour la première année d'application de la CSRD. Ceux-ci ne sont pas exhaustifs, et sont susceptibles d'évoluer dans le futur à la suite d'analyses complémentaires. Ces travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière de protection de la biodiversité et des écosystèmes.

Les investissements identifiés en 2024 portent principalement :

- sur les réseaux de distribution avec des actions visant notamment à enfouir les ouvrages pour une protection directe de la biodiversité pour 89 M€ ;
- les installations hydroélectriques avec la création de nouveaux équipements de franchissement de barrages pour assurer la continuité piscicole pour 4 M€ ;
- le nouveau nucléaire avec des opérations de préparation du terrain pour 11 M€ (transplantation d'arbustes, bornage de zones préservées...).

Par ailleurs, le Groupe a mené des actions d'évitement, de réduction, de compensation et d'accompagnement. Les actions mesurables pour cette première année d'application de la CSRD concernent uniquement quelques chantiers majeurs (EPR2 Penly, projet hydraulique de Saut-Mortier et projets d'EDF Renouvelables) et s'élèvent à 8 M€.

Dépenses et effort de recherche en faveur de la biodiversité et des écosystèmes

Les outils de gestion du Groupe ne permettent pas, pour la première année d'application de la CSRD, un chiffrage exhaustif de ces actions en faveur de la biodiversité. Pour les prochaines années, des travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière de biodiversité.

Annuellement, EDF met en œuvre une surveillance environnementale de l'ensemble des sites nucléaires en exploitation et en déconstruction. Le coût annuel associé à la surveillance hydroécologique est de l'ordre de 2,9 millions d'euros et de 1,9 million d'euros pour la surveillance radioécologique.

En 2024, en complément des actions réalisées sur les actifs de productions, le Groupe contribue à l'amélioration des connaissances sur la biodiversité et les écosystèmes par des travaux de recherche et développement pour un montant au moins égal à 9 M€.

3.2.5.3 Cibles et indicateurs relatifs à la biodiversité et aux écosystèmes

Signataire des campagnes de plaidoyer organisées par *Business for nature* pour la COP15 et la COP16, EDF souhaite contribuer à un monde *Nature positive* (ambition 2050 du Cadre mondial de Kunming Montréal pour la biodiversité).

En lien avec l'analyse de matérialité et faisabilité, et particulièrement ses dépendances, le Groupe réfléchit à se doter d'une cible de restauration d'espaces naturels et se réinterrogera sur de nouvelles cibles à l'issue de l'analyse inspirée de la méthode LEAP sur les sites du Groupe et lorsque les outils biodiversité en cours de développement seront disponibles. Cette analyse permettra aussi de donner le nombre et la surface des sites à l'intérieur ou à proximité de zones sensibles sur le plan de biodiversité et si les activités liées à ces sites ont des incidences négatives sur ces zones, en entraînant une détérioration des habitats naturels et des habitats d'espèces et une perturbation des espèces pour lesquelles une aire protégée a été désignée.

Cible de préservation et de restauration d'espaces naturels

En lien avec le troisième pilier de ses engagements volontaires, portant sur la recréation d'espaces et de conditions favorables à la biodiversité, le groupe EDF s'est engagé à préserver et restaurer de manière volontaire 12 sites entre 2023 et 2025 (voir engagement *act4nature international*). La cible 2025 a été fixée sans se baser sur des seuils écologiques. Cette cible est en lien avec l'impact positif matériel d'amélioration des écosystèmes. Cette cible est volontaire, sans lien avec la compensation réglementaire. Les opérations de restauration sont réalisées avec des partenaires externes (notamment associatifs).

Enjeu de durabilité	Cible	Référence	Revue	Périmètre	2024
Impact sur les écosystèmes	Préserver et restaurer de manière volontaire 12 sites entre 2023 et 2025 (voir engagement *act4nature international*)	2023	Annuelle	EDF SA	6 sites

Le Groupe réfléchit à se fixer une cible moyen-long terme sur ce sujet, qui englobera davantage d'entités du Groupe. Cette cible contribuera au cadre mondial de Kunming-Montréal qui vise la conservation (cible 3) et la restauration (cible 2) de 30 % de zones terrestres, aquatiques et marines. Dans la hiérarchie d'atténuation, cette cible se situe au niveau de la restauration et réhabilitation de terrains, qu'ils aient été dégradés par EDF ou non. La restauration vise notamment à restaurer des écosystèmes (zones humides, forêts...) qui sont en lien avec le grand cycle de l'eau, ressource dont le Groupe est fortement dépendant.

3.2.6 ESRS E5 - Utilisation de ressources et économie circulaire

Le groupe EDF adopte une démarche responsable pour ses déchets en développant une démarche d'économie circulaire afin de favoriser la maîtrise de ses productions de déchets, le réemploi, le recyclage ainsi que la valorisation des produits et matériaux sur l'ensemble de la chaîne de valeur (valorisation matière et énergétique). Il vise ainsi à prioriser et limiter au plus juste l'utilisation des ressources entrantes en minerais, produits transformés tels que le ciment et l'acier ainsi que l'uranium sur l'ensemble de la filière industrielle de transformation.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Déchets (*cf.* section 3.2.6.3)	Génération de déchets	Les activités de construction et de déconstruction, ainsi que les opérations d'exploitation des infrastructures de production d'énergie et de chaleur, génèrent différents types de déchets, devant ensuite être traités.	Court et moyen termes

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Flux de ressources entrantes (*cf.* section 3.2.6.2)	Diminution des flux de ressources entrantes	Les risques de raréfaction des ressources, notamment en bois énergie et minerais stratégiques [1], peuvent impacter le développement de nouvelles installations et le bon fonctionnement des installations existantes (ex. difficulté d'approvisionnement, tensions géopolitiques,...) et engendrer une hausse potentielle des coûts, en particulier dans les filières renouvelables dont la biomasse.
Déchets (*cf.* section 3.2.6.3)	Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale sur la gestion des déchets en particulier radioactifs peuvent conduire à des augmentations de coûts de traitements, d'investissement ou de redevance.
	Démantèlement nucléaire et gestion des déchets radioactifs	La nécessaire déconstruction des centrales nucléaires arrivées en fin de vie à travers le monde crée des opportunités de revenus et de nouveaux marchés pour le Groupe, notamment dans le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs.

La production d'énergie engendre divers types de déchets, conventionnels et radioactifs, selon les sources d'énergie utilisées. Les contraintes sur les ressources entrantes, notamment les métaux, minéraux et combustibles tels que le bois énergie, dues à leur raréfaction, l'augmentation de la demande, des tensions géopolitiques ou des exigences environnementales et sociales plus strictes, peuvent créer des difficultés d'approvisionnement et augmenter les coûts. Le renforcement des réglementations sur la gestion des déchets peut également entraîner une hausse des coûts de gestion.

Le groupe EDF est un acteur engagé et responsable sur sa production et sa gestion de déchets radioactifs et participe au développement des moyens de traitement des déchets sur l'ensemble du cycle. Ainsi, la déconstruction des centrales nucléaires en fin de vie représente une opportunité de développement de nouveaux marchés, notamment dans la gestion et le traitement des gros composants activés. Cyclife est une filière d'EDF dédiée à ce type d'activité.

Lors de cette première analyse de double matérialité, les impacts, risques et opportunités ont été considérés à une échelle nationale ou supranationale compte tenu que les filières de traitement de déchets et les problématiques d'approvisionnement de ressources sont des sujets nationaux et propres aux secteurs. Pour identifier les risques et opportunités matériels des sources internes et externes ont été utilisées telles que l'Office français de la biodiversité (OFB), les directives de la TNFD pour le secteur de l'énergie ou encore le programme Nature Positive Energy System du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les intérêts des communautés affectés ont été intégrés indirectement *via* ces différentes sources.

En complément des informations de durabilité exposées dans cette section, des détails sur les risques spécifiques aux activités nucléaires sont disponibles dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » et dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés »).

Au titre des risques et opportunités matériels identifiés ci-avant, des impacts actuels notables ont été évalués et sont présentés dans les états financiers du groupe, voir pour plus de détails la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

3.2.6.1 Politiques en matière d'utilisation des ressources et d'économie circulaire

Le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise.

Dans ce cadre, le respect par les entités du Groupe des réglementations en vigueur en matière de déchets de toute nature est une composante essentielle de cet engagement.

(1) Les minerais stratégiques sont les matériaux rares et indispensables pour la construction, l'exploitation, la maintenance et la déconstruction des outils industriels d'EDF dans le cadre de la transition énergétique.

Afin de prendre en charge les impacts liés à la génération de déchets et les risques liés aux flux de ressources entrantes, la politique RSE du Groupe (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise ») vise à développer la démarche d'économie circulaire et à améliorer la valorisation des déchets produits. Dans ce cadre, le Groupe s'attache notamment à :

- favoriser une approche d'économie circulaire dès la phase de conception des grands projets en intégrant une analyse d'éco-conception permettant de réduire tout au long du cycle de vie de l'installation, l'impact environnemental en associant entre autres les acteurs du territoire ;
- limiter la production de déchets conventionnels et favorisant le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur : une démarche de gestion des déchets adaptée est mise en place pour les nouveaux chantiers afin de prévenir, limiter la production de déchets conventionnels et d'en favoriser le recyclage, la valorisation ainsi que le réemploi, notamment pour les pièces et matériels lors des déconstructions des installations industrielles.

Des programmes R&D en matière d'économie circulaire et territoire viennent appuyer les centres d'ingénierie et de production pour enclencher des démarches vertueuses de nature à préserver les ressources, optimiser la génération de déchets, les trier et les valoriser dans les filières *ad hoc*.

Par ailleurs, en ce qui concerne plus particulièrement l'élimination des déchets conventionnels, cette politique se concrétise sur différents volets :

- la mise en œuvre des prétraitements sur site des différents déchets, afin de limiter le volume produit et de favoriser la valorisation de la fraction restante (concentration des hydrocarbures, séparation de l'amiante) ;
- la mise en place de partenariats avec des acteurs de référence du recyclage ;
- la valorisation des déchets dans des filières habilitées : par exemple les terres excavées des chantiers ou les sédiments issus des barrages hydroélectriques sont valorisés comme granulats pour le génie civil ou dans des filières de travaux publics ;
- le tri et la valorisation de certains déchets vers des filières de valorisation dédiées (actifs éoliens ou photovoltaïques en fin de vie pour EDF Renouvelables) ;
- le développement du réemploi des pièces et matériels, notamment lors des déconstructions des installations industrielles.

Afin de faire face aux risques liés aux ressources entrantes en bois énergie, l'approvisionnement en biomasse durable s'articule autour du développement d'une filière issue de forêts certifiées ainsi que de sous-produit de l'industrie forestière (voir la section 3.2.5.2.2 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité »).

En matière de démantèlement nucléaire et de gestion des déchets radioactifs, le Groupe a développé, dans le respect des réglementations en vigueur, une approche qui vise à :

- coordonner l'ensemble des opérations du cycle du combustible nucléaire, de l'achat, en passant par son utilisation, et l'aval du cycle en France (l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage). Des détails supplémentaires sont disponibles dans la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » ;
- assumer ses responsabilités vis-à-vis des déchets radioactifs et, en France, déconstruire les centrales nucléaires en toute sûreté et dans le respect des normes environnementales, en optimisant et gérant les déchets radioactifs d'exploitation et de déconstruction dont le Groupe a la responsabilité, en développant les filières de traitement pour réduire le volume des déchets entreposés et stockés ; EDF a constitué des actifs pour sécuriser le financement des obligations de long terme (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés »).

Le groupe EDF met en œuvre l'ensemble de ces dispositions selon un principe de subsidiarité et de proportionnalité aux enjeux au sein de chaque métier et filiale du Groupe.

3.2.6.2 Flux de ressources entrantes

3.2.6.2.1 Actions et ressources relatives aux ressources entrantes

Le groupe EDF s'est lancé dans une dynamique d'amélioration de l'efficacité et de l'optimisation des ressources entrantes. Ces efforts incluent l'optimisation des besoins en combustibles et la gestion responsable des matières premières. Le Groupe s'est engagé dans une série d'initiatives, décrites ci-après, pour réaliser ces objectifs, mêlant innovation technologique, analyses rigoureuses et pratiques durables.

Le groupe EDF intervient dans l'accompagnement à la sobriété des usages énergétiques afin de maîtriser le dimensionnement des nouvelles infrastructures de production électrique et, ainsi, d'optimiser l'utilisation de ressources nécessaires à la transition énergétique (voir les sections 3.2.2.1.2.2.2 « Aval : Accompagner les clients du Groupe vers la décarbonation », au paragraphe « Développement des usages sobres de l'électricité » et 3.3.5.1.4 « Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux »).

Optimisation des besoins en combustibles

Pour la production d'électricité et de services énergétiques, le Groupe utilise des matières premières dont les combustibles forment une part significative, notamment uranium, gaz, fuel, bioliquides et biomasse. Le Groupe a initié plusieurs actions en 2024 et qui continueront en 2025 pour optimiser ses besoins en combustibles.

Afin d'optimiser l'utilisation des combustibles fossiles, le Groupe actionne de nombreux leviers :

- le recours à des cycles combinés à gaz à fort rendement (le projet Marghera Levante d'Edison en Italie, mis en service en juillet 2023) ;
- l'utilisation de ressources renouvelables et de récupération (biomasse, chaleur fatale…). Dalkia a une démarche d'approvisionnement de ces centrales de chaufferie, en ressource de biomasse renouvelable utilisé comme combustible. Le bois énergie provient majoritairement des sous-produits de l'exploitation forestière exploitée pour le bois d'œuvre. Il s'agit d'une ressource renouvelable provenant des élagages, produits de scierie, broyats de palette qui viennent compléter l'approvisionnement de forêts gérées durablement. Pour plus de détails sur la gestion de la biomasse, voir la section 3.2.5.2.2 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité » ;
- l'optimisation des installations existantes d'EDF SEI, Dalkia ou EDF Energy à travers l'amélioration de l'efficacité énergétique ou du rendement des process, les prescriptions en termes de qualité des combustibles, ou la surveillance renforcée des niveaux de rendement (*e-monitoring*). Par exemple, Dalkia utilise un outil de gestion des énergies permettant d'optimiser l'utilisation des combustibles des installations énergétiques et de renforcer le recours aux énergies renouvelables (bois énergie) en substitution d'énergie fossile, et SEI a obtenu la certification ISO 50001 de sept sites thermiques dans les territoires insulaires ;

- le développement des énergies renouvelables qui contribue par substitution à réduire l'utilisation de combustibles fossiles. Ainsi, la conversion du parc thermique des systèmes insulaires avec de la biomasse liquide durable permet de réduire le recours au fuel fossile dans le cadre de projets de rénovation des installations qui visent également à optimiser la consommation de biomasse. EDF Energy s'est notamment engagée à sortir des énergies fossiles et a fermé sa dernière centrale à charbon en 2023 (voir la section 3.2 « Informations environnementales ») ;
- pour les actions liées à l'optimisation et le recyclage de l'uranium, voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ».

Gestion responsable des matières premières

Cette gestion se traduit par une intégration proactive de ces risques dans les différents cahiers des charges du groupe auprès de ses fournisseurs. Diverses filiales du groupe EDF ont entrepris de nombreuses démarches pour assurer une gestion responsable des matières entrantes. La démarche « On Deck » menée par la DCN pour «Décarboner ensemble le cycle du combustible» et réduire l'empreinte carbone des activités du cycle du combustible nucléaire, en partenariat étroit avec les fournisseurs concernés. Depuis 2023, cette démarche a été généralisée à la préservation de la biodiversité et à l'adaptation au changement climatique. Des ateliers ont été réalisés avec les principaux fournisseurs et des réflexions menées sur les installations des fournisseurs, mais aussi sur les territoires et les voies de transport.

L'économie circulaire est intégrée dans la démarche achats responsables du Groupe (voir la section 3.4.3.1 « Achats responsables »). La cartographie des risques achat identifie les catégories les plus concernées par cet enjeu. La réduction des déchets et de la consommation de matières premières est intégrée dans les dispositifs de qualification (amont aux appels d'offres), d'évaluation (pendant l'exécution du contrat), ainsi que dans les chartes et engagements imposés dans les conditions générales d'achat. Les principaux outils sont :

- le « questionnaire carbone et ressource », utilisé sous forme de critère de comparaison entre les réponses aux appels d'offres, favorise les fournisseurs engagés pour réduire l'empreinte matière et les déchets induits des biens et services achetés ;
- les « fiches cycle de vie » évaluent les enjeux d'économie circulaire sur toute la chaîne de valeur des biens et services achetés, de l'extraction des matériaux à leur fin de vie, pour chaque catégorie d'achat. Des leviers achats pertinents sont identifiés pour les catégories à enjeu ;
- un « guide du réemploi » est partagé à l'ensemble des acteurs et actrices de la fonction achat. Ce guide synthétise les démarches du groupe, et recense les opportunités d'intégration du réemploi dans l'acte d'achat.

Ce suivi des matières premières ou transformées importantes pour le groupe EDF est couplé avec des analyses de cycles de vie pour les grands projets en développement.

La Direction Stratégie du Groupe et EDF R&D analysent les enjeux, risques et opportunités des principales matières premières stratégiques utilisées sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, au travers de plusieurs critères : géopolitique, réserves géologiques au sens de la rareté, potentiel industriel de production et transformation des matières premières ainsi que les projections économiques des conditions de marché futures (à la fois offre et demande) de ces matières premières.

Dans le Groupe, plusieurs activités sur les chantiers des grands projets intègrent des démarches d'évaluation de cycle de vie (ACV) et d'éco-conception pour limiter l'impact environnemental des technologies et optimiser la gestion des ressources.

- EDF Hydro a lancé un projet d'ingénierie focalisé sur l'éco-conception afin de soutenir les équipes chargées des grands chantiers de maintenance et de développement. Ce projet vise une gestion responsable des matières premières en mobilisant un réseau de référents spécialisés pour chaque grande famille de matériel, en mettant à disposition des outils comme un modèle d'analyse de cycle de vie (ACV), et en accompagnant les équipes dans la rédaction des appels d'offres. Cette initiative s'inscrit dans le cadre des Engagements Nature 2023-2025 d'EDF Hydro.
- EDF Renouvelables a réalisé des analyses de cycles de vie de ses technologies (éolien terrestre et en mer, solaire, photovoltaïque, stockage par batteries) pour identifier les phases du cycle de vie et les équipements les plus contributeurs, afin d'étudier la faisabilité technico-économique des pistes d'amélioration.
- Dans le cadre du développement du programme nouveau nucléaire EPR, le Groupe développe une démarche intégrée en matière d'économie circulaire dont l'éco-conception dès la phase d'ingénierie des projets, pour les flux de matériaux utilisés dimensionnants en particulier pour le domaine du génie-civil (béton et acier bas carbone, réemploi des terres excavées). Les centres d'ingénierie, de manière proportionnée aux enjeux, ont une réflexion économie circulaire avec l'aide d'outils méthodologiques d'aide à la décision adaptés tels que des grilles d'analyse d'éco-conception et de circularité. Également, pour les projets structurants pour le Groupe, la dimension écologie industrielle et synergie territoriale est intégrée dans l'analyse dès la phase études afin de permettre une optimisation de la gestion des flux entrants et sortants des ressources et déchets. À titre d'exemple dans la zone industrielle du Dunkerquois en collaboration avec l'ensemble des parties prenantes territoriales dont les industriels, un projet permettant de décarboner le territoire, de mutualiser les ressources telles que la chaleur fatale (1,3 TWh de chaleur valorisée annuellement, 1,5 Mm^3 d'eau économisée ainsi que 43 kt de CO_2 évitées).
- En 2024, dans le cadre de son ambition de verdissement des réseaux de chaleur, dans une démarche de circularité, Dalkia a déployé de nombreux projets ayant recours à des énergies renouvelables et de récupération locale afin de limiter la dépendance aux énergies fossiles :
  - la chaleur issue de l'incinération des déchets ménagers au sein de l'unité de valorisation énergétique (UVE) ;
  - la récupération de chaleur issue des stations de traitement des eaux usées ;
  - la récupération de chaleur sur les fumées issues de la combustion de la biomasse ;
  - la récupération de chaleur fatale de process industriels ;
  - le développement de la géothermie.

3.2.6.2.2 Cible et indicateurs relatifs aux ressources entrantes

Pour la production d'électricité et de services énergétiques, le Groupe utilise des matières premières dont les combustibles forment une part significative : uranium, gaz, fuel, bioliquides et biomasse. En 2024, les consommations de combustibles fossiles ont diminué : charbon (- 23 %), fioul lourd (- 20 %), gaz naturel et industriel (- 14 %) ; ces réductions reflètent l'engagement du groupe EDF dans la réduction de la consommation d'énergies fossiles.

Le groupe EDF n'a pas établi à ce jour de cible quantitative concernant les consommations de combustibles et matériaux stratégiques. Les principales actions de maîtrise du risque décrites dans la section 2.2.1 – 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles » permettent de maintenir un niveau de risque acceptable. Les matières stratégiques font l'objet d'un suivi scientifique prospectif par la R&D et la Direction Stratégie Groupe, à la fois sur les enjeux de disponibilité des ressources et de chaîne d'approvisionnement ainsi que sur la dimension économique à moyen terme au regard des configurations géostratégiques énergétiques. En France, EDF participe à des groupes de travail externes avec les pouvoirs publics, des institutions académiques, le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) et l'Observatoire français des ressources minérales pour les filières industrielles (OFREMI) afin de croiser et d'approfondir la compréhension des enjeux des matériaux stratégiques au niveau européen et mondial et de conforter ses propres analyses internes.

Le tableau suivant permet de fournir une vue des matières qui ont été consommées en 2024.

	2022	2023	2024		
Matières utilisées	**Quantité**	**Quantité**	**Quantité**	**Poids (valeur absolue) de composants/ matières secondaires utilisés**	**Poids (pourcentage) de composants/ matières secondaires utilisés**
Combustible nucléaire [1] (Tonnes)	779 [2]	999 [2]	1 126	99	10 %
Biomasse liquide et solide hors bois (kTonnes)	126	112	268		
Bois (kTonnes)	2 336	2 396	2 548		
Charbon (kTonnes)	854	247	189		
Fioul lourd (kTonnes)	742	631	502		
Fioul domestique (kTonnes)	484	465	506		
Gaz naturel (TWh PCI)	84 305	69 675	60 150		
Gaz industriel (TWh PCI)	390	372	355		
Biogaz (TWh PCI)	444	387	514		

(1) Le combustible nucléaire est celui chargé en réacteur.
(2) Ces valeurs sont celles du périmètre France (Royaume-Uni exclu).

Précisions sur les indicateurs

Le groupe EDF monitore les consommations de matières sur les différents sites industriels. Les quantités consommées sont suivies par les différents métiers *via* des outils et applications d'information. Ces protocoles de mesures sont établis suivant les protocoles réglementaires en accord avec les autorités compétentes, les mesures font l'objet de vérifications régulières et sont suivies dans le cadre du système de management environnemental du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

3.2.6.3 Déchets

3.2.6.3.1 Actions et ressources relatives aux déchets

Les entités et sociétés du Groupe sont engagées dans une démarche de progrès fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit. La question des déchets est intégrée dans le système de management de l'environnement au niveau des métiers et filiales du Groupe.

Au niveau d'EDF SA, le groupe « Déchets et économie circulaire » (GDEC), regroupant les correspondants déchets des métiers, a pour mission de mener des actions de prévention, d'optimisation des ressources et de réemploi en vue de limiter la production de déchets ainsi que la promotion du partage des retours d'expérience des méthodes et bonnes pratiques de prévention et valorisation. Une feuille de route pluriannuelle élaborée par EDF SA permet d'en structurer les actions redéployées par les entités et suivies au travers de réunions trimestrielles et d'indicateurs associés (quantité de déchets valorisés, quantité d'équipements réemployés, suivi d'un taux de valorisation des déchets pour inciter au recyclage, et donc aux économies de ressources).

3.2.6.3.1.1 Matières et déchets radioactifs

La gestion des déchets radioactifs fait l'objet d'un cadre réglementaire strict sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en France et sous le contrôle de l'*Office for Nuclear Regulation* au Royaume-Uni (voir détails sur les matières définissant les déchets radioactifs dans la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », le paragraphe « Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés » et la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés »).

À noter que 95 % des déchets radioactifs produits par le groupe EDF sont des déchets « **à vie courte** » (période inférieure ou égale à trente et un ans). Ils proviennent essentiellement des systèmes de filtration, des opérations de maintenance et d'entretien. La majeure partie des déchets radioactifs issus des travaux de déconstruction des centrales sont également des déchets à vie courte.

Recyclage des matières valorisables

- **Recyclage du combustible usé**

La maîtrise par EDF de chacune des étapes du cycle du combustible, la conception de combustibles performants et une gestion adaptée de ce combustible dans les cœurs des tranches nucléaires contribuent à optimiser le besoin en uranium naturel. Le recyclage du combustible usé permet d'économiser actuellement environ 10 % d'uranium naturel principalement *via* l'utilisation du combustible MOX pour un cycle à l'équilibre, et jusqu'à 25 % lorsque la filière uranium de retraitement sera pleinement opérationnelle. (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », le paragraphe « A - les étapes et enjeux liés au cycle du combustible nucléaire »)

Le traitement du combustible usé (séparation uranium/plutonium/ produits de fission, vitrification des produits de fission et compactage des structures métalliques) permet de réduire d'un facteur 4 à 5 le volume des déchets radioactifs et d'un facteur 10 leur radiotoxicité.

- **Valorisation des matériaux métalliques TFA**

Le Technocentre est un projet d'installation industrielle de traitement, pour recyclage, de métaux de très faible activité (TFA) issus d'installations nucléaires. Il est prévu d'être construit à Fessenheim.

L'objectif est la production, après fusion, de lingots relevant du domaine conventionnel, dont les caractéristiques radiologiques garantissent une utilisation sans impact sur la santé et l'environnement quel qu'en soit l'usage.

Depuis le 14 février 2022, le cadre juridique ouvre en effet la possibilité de valoriser les métaux TFA.

Le projet permettra ainsi d'économiser des ressources naturelles dans une logique d'économie circulaire, de réduire les émissions de CO_2 (gain de 60 % par rapport à la production d'acier par extraction minière) et d'économiser des capacités de stockage du CIRES (Centre de stockage Andra dédié aux déchets TFA).

Le gisement français, principalement issu de la déconstruction d'installations, est de 500 000 tonnes détenues principalement par EDF (environ 200 000 tonnes, dont générateurs de vapeur) et Orano (environ 200 000 tonnes, dont diffuseurs de l'usine Georges Besse 1). Le projet a aussi pour objectif de valoriser une partie des gisements étrangers.

La mise en service de l'installation est prévue en 2031. Le débat public préalable s'est tenu du 10 octobre 2024 au 7 février 2025.

- **Traitement des déchets radioactifs gros composants**

Grâce au savoir-faire historique du groupe EDF et à la mise en place d'une plate-forme industrielle européenne d'usines de traitement de déchets radioactifs, les équipes de Cyclife, filiale 100 % EDF, répondent depuis 2016 aux enjeux du Groupe mais aussi de clients internationaux dans leurs projets de **réduire le volume de leurs déchets radioactifs** et d'**optimiser le coût** de leurs opérations notamment de démantèlement. Lorsque cela est possible, Cyclife propose à ses clients le **recyclage de matériaux** pour une industrie nucléaire responsable et durable. Cyclife répond au besoin croissant de préserver la capacité d'élimination et de stockage final des déchets des centrales nucléaires, en réduisant leur volume et, si possible, en recyclant les matériaux traités.

Au fil des années, le groupe Cyclife a développé une gamme de services faisant appel à la meilleure filière pour chaque catégorie de déchets. Cyclife exploite notamment trois installations de traitement des déchets en France, au Royaume-Uni et en Suède. Chacune d'elles offre des capacités spécifiques d'incinération et de fusion de déchets radioactifs.

EDF ou les clients externes peuvent accéder à l'installation offrant la meilleure solution technique, économique et réglementaire pour les déchets qu'ils ont à traiter. Cyclife fournit également des services d'ingénierie pour concevoir des infrastructures de traitement des déchets et des protocoles de traitement/conditionnement innovants sur et hors site.

En 2024, les parties supérieures des générateurs de vapeur de la centrale de Fessenheim ont ainsi été traitées dans l'usine suédoise, ce qui a permis de valoriser 600 tonnes de métal. Les lingots recyclés ont été revendus en Suède à des aciéristes.

En France, l'usine Cyclife France permet l'incinération et la fusion des déchets issus des installations en exploitation ou en démantèlement, permettant ainsi une réduction de volume significative avant stockage.

- **Déchets radioactifs ultimes**

Pour plus de détails sur la gestion des déchets radioactifs ultimes, voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », le paragraphe « Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés ».

3.2.6.3.1.2 Déchets conventionnels

- **Prévention et apport méthodologie de la fonction R&D**

Deux projets au sein de la R&D soutiennent opérationnellement les métiers de la production et se concentrent sur la gestion des déchets conventionnels et l'économie circulaire :

> le projet DECINECO : ce projet se consacre à la recherche et à l'expérimentation visant à renforcer la robustesse des technologies intégrant l'écoconception et la circularité dans les outils industriels de production. Il joue un rôle clé dans l'amélioration des pratiques liées à la gestion des déchets et leur valorisation ou recyclage dans les filières intégrées,

> le projet ECOCIRT : ce projet développe des analyses méthodologiques d'écoconception et vient en appui notamment dans les nouveaux projets, tels que l'EPR2, ainsi que les activités de production centralisée d'électricité.

En parallèle, des projets sont élaborés en collaboration avec les acteurs d'un territoire, utilisant des méthodes d'analyse pour optimiser les flux d'énergie et de chaleur, comme le projet EPIFLEX à Dunkerque.

Reconnu pour son expertise, le département R&D participe également à des groupes d'experts chargés d'élaborer des normes nationales et internationales ISO en matière d'économie circulaire et de gestion des déchets conventionnels.

- **Réemploi**

Le groupe EDF a mis en place de nombreux chantiers, au cours desquels l'utilisation de matériaux recyclés est encouragée (granulats, terres excavées, bétons, acier, etc.) et les matériaux déposés sont réemployés ou valorisés, dans le respect des normes en vigueur. Ils rendent disponibles un nombre important de matériels et pièces de rechange pouvant encore servir.

Parmi ces chantiers, EDF Reutiliz est la plateforme de réemploi du groupe EDF (hors filiales régulées). Elle permet d'offrir une seconde vie au matériel dont certaines entités du Groupe n'ont plus l'usage mais qui peut bénéficier à d'autres. Elle est destinée aux entités du Groupe mais aussi aux entreprises, collectivités, associations qui peuvent bénéficier du matériel d'EDF à prix compétitif ou gratuitement. Cette démarche de réemploi contribue ainsi à la préservation des ressources, la diminution des déchets et à la réduction des émissions de GES d'EDF (Scope 3), mais aussi à la baisse des émissions de ses parties prenantes qui réutilisent du matériel EDF. C'est également une démarche solidaire qui contribue à faire des dons à des associations et des écoles.

Depuis 2020, dans le cadre de la phase de préparation au démantèlement de la centrale nucléaire de Fessenheim, une organisation locale dédiée au réemploi a permis de donner une seconde vie à plus de 7 400 matériels industriels et tertiaires, représentant plus de 396 tonnes de matériels réemployés par d'autres unités du groupe EDF, des associations, des écoles et des entreprises.

Ces chantiers concernent les métiers du Groupe en lien avec la production et l'exploitation d'énergie mais aussi les parties prenantes externes telles que les entreprises, collectivités et associations.

En 2024, le réemploi *via* EDF Reutiliz a permis d'éviter l'émission de 9 003 tonnes de CO_2e pour EDF et ses parties prenantes, avec 471 tonnes de matériels réemployés et 5 010 tonnes depuis 2021.

Enedis a aussi mis en place depuis 2021 une plateforme digitale dont l'utilisation a permis en 2024 de tracer le réemploi de 488 tonnes de matériels.

- **Valorisation**

La politique de valorisation des déchets se concrétise sur plusieurs volets, tels que décrits dans la section politique. Des initiatives significatives pour les métiers en lien avec les énergies renouvelables et la production thermique concernent par exemple les pales d'éoliennes et la gestion des cendres :

> **Pales d'éoliennes**

Composée essentiellement de béton, d'acier, d'aluminium, d'éléments chimiques particuliers rentrant dans la composition des aimants permanents, la structure d'une éolienne est aisément recyclable à 90 %. Fondations béton incluses, ce chiffre atteint 95 à 98 %.

Des solutions de recyclage ou de réutilisation des pales, bien que non structurées à une échelle industrielle, se développent pour la filière : valorisation et transformation en granulats pour intégration dans du béton, du ciment ou de la résine (puis transformation en panneaux isolants,...), transformation en mobilier urbain (exemple du démantèlement du parc EDF Renouvelables de Tenesa en Corse). EDF Renouvelables s'est engagée, pour tous les parcs sous son contrôle, à réutiliser, recycler ou valoriser les pales d'éoliennes lors de leur fin d'exploitation, afin d'éviter leur mise en décharge. Dévoilé par Siemens Gamesa en 2021, un nouveau modèle de pale recyclable est utilisé par EDF Renouvelables sur 10 éoliennes du parc éolien en mer du Calvados. Il s'agit d'une première en France. Fabriqué à partir d'une combinaison de matériaux coulés ensemble avec de la résine, ce nouveau modèle de pale permet de séparer efficacement la résine des autres composants à la fin de vie de la pale, pour une réutilisation des matériaux dans de nombreuses applications (industrie automobile, aéronautique, ferroviaire...).

> **Cendres valorisées en filières techniques**

Issues de la combustion du charbon pour la production d'électricité, les cendres de charbon disposent de propriétés permettant leur valorisation dans divers usages (notamment ciment et béton). Dans une démarche d'amélioration continue, EDF a engagé des travaux de recherche pour une meilleure valorisation des cendres, des sédiments et des boues notamment *via* les travaux scientifiques de l'association RECORD qui est un réseau mobilisé sur le développement de l'économie circulaire, acteur national de la recherche appliquée dans le domaine de l'utilisation efficace des ressources et des déchets, avec la collaboration de la R&D du Groupe.

3.2.6.3.1.3 Déconstruction des centrales nucléaires et thermiques

La direction des projets déconstruction et déchets (DP2D) d'EDF a la responsabilité du démantèlement des réacteurs définitivement arrêtés et de la gestion de l'ensemble des déchets, qu'ils soient issus de l'exploitation ou du démantèlement.

Il y a actuellement 11 réacteurs en démantèlement : 9 réacteurs dits « de génération 1 » et les 2 réacteurs de Fessenheim mis à l'arrêt en 2020.

Du 25 mars au 30 avril 2024 s'est déroulée l'enquête publique qui portait sur la demande d'autorisation de démantèlement de la centrale de Fessenheim. Après 37 jours de consultation du public, plus de 200 contributions et des observations très largement favorables (près de 80 % de contributions positives du public), EDF a reçu les conclusions de la commission d'enquête : un avis favorable sans réserve.

Pour la réalisation d'une partie de ces opérations, le Groupe s'appuie sur les équipes de Cyclife, filiale 100 % EDF qui propose des outils et procédés innovants (téléopération, robots) adaptés aux différentes technologies de réacteurs à démanteler. Ce savoir-faire associé à des moyens industriels uniques pour le traitement des déchets issus de ces opérations permet de proposer des **solutions combinées démantèlement/déchets** et d'ainsi optimiser, via la minimisation des découpes sur sites, l'utilisation d'installations centralisées, etc., les plannings, les coûts, les volumes de déchets produits. Ces services sont également réalisés à l'international.

Concernant la déconstruction des centrales thermiques, le Groupe met en place différentes méthodes et études d'ingénierie permettant d'une part la limitation des déchets de déconstruction et d'autre part leur valorisation optimale : réemploi des matériels (*cf.* EDF Reutiliz), réemploi des matériaux sur site en fin de chantier, recyclage matière de tous les déchets disposant d'une filière, réduction de la production de déchets dangereux. La vente de déchets métalliques présente un gain économique significatif.

3.2.6.3.2 Cible relative aux déchets

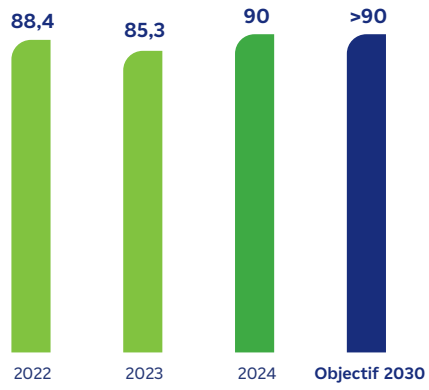
Des travaux sont en cours en vue de construire une ambition d'économies d'uranium naturel grâce au recyclage de combustible usé, en lien avec les actions décrites dans la section 3.2.6.3.1.1 « Matières et déchets radioactifs ».

				Performance
Cible	**Référence**	**Revue**	**Périmètre**	**2024**
90 % : taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation **en 2030**	88,4 en 2022	Annuelle	Activités propres	90,0 %

Indicateur clé de performance du Groupe

La cible de taux de valorisation des déchets conventionnels permet d'assurer que le Groupe gère de manière optimisée sa production de déchets conventionnels avec une démarche de circularité permettant après traitement le recyclage, et éventuellement la réutilisation de matières premières dans le circuit de production et permet *in fine* une économie de ressource. Elle limite ainsi le tonnage de déchets non valorisés, nécessitant des stockages ultimes susceptibles de participer à divers impacts négatifs sur l'environnement. Cette cible a été définie grâce à une analyse avec les principales activités productrices de déchets, des possibilités techniques de collectes, tris et valorisation des déchets.

Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation (en %)



Les fluctuations interannuelles de production de déchets de chantiers sont liées à la diversité des chantiers dans les différentes filières de production.

Ainsi la déconstruction de bâtiments industriels anciens pouvant contenir des déchets amiantés sans filières de valorisation, différent des programmes de vidange de barrages produisant des volumes importants de sédiments variables de manière interannuelle en fonction des chantiers ayant des circuits de valorisation optimisés. Ces éléments sont de nature à entraîner des variations du volume de déchets valorisés autour de l'objectif cible de 90 %.

Concernant les déchets radioactifs, les indicateurs sont impactés par les chantiers de maintenance et de déconstruction. Ils sont soumis à des exigences techniques et réglementaires qui entraînent de la variabilité sur la planification et la réalisation opérationnelle des chantiers et, *in fine*, sur la quantité et la nature de déchets radioactifs produits. À ce titre, le Groupe ne se fixe pas de cible en matière de déchets radioactifs.

Ces indicateurs sont présentés dans la section suivante 3.2.6.3.3 « Indicateurs relatifs aux déchets ».

Précisions sur les indicateurs

Le dénominateur de l'indicateur correspond à la quantité totale de déchets conventionnels dangereux et non dangereux évacués sur une période d'un an. Les tonnages de déchets conventionnels dangereux et non dangereux correspondant à la période concernée par le reporting prennent en compte les déchets : liés à une activité normale (production d'exploitation normale) ou exceptionnelle (chantier, travaux, construction, démantèlement, etc.) ; produits sur une période antérieure, entreposés depuis sur site en raison de l'absence de filière de traitement adaptée ou dans l'attente d'une massification avant évacuation, mais évacués sur la période en cours (déstockage de déchets produits sur une période antérieure). Le résultat de l'indicateur de performance correspond à la proportion de déchets conventionnels dangereux et non dangereux dirigés vers une filière de valorisation rapportée à la somme des déchets conventionnels dangereux et non dangereux évacués. L'indicateur est au périmètre Groupe.

3.2.6.3.3 Indicateurs relatifs aux déchets

		Quantité 2023	Quantité 2024
Quantité totale de déchets conventionnels produite		502 513	1 334 899
Quantité totale de déchets conventionnels non éliminée (tonnes)			1 200 902
Quantité totale de déchets non éliminée dangereux (tonnes)	Préparation en vue du réemploi [i]		25
	Recyclage [ii]		52 994
	Autre [iii]		8 375
Quantité totale de déchets non éliminée non dangereux (tonnes)	Préparation en vue du réemploi [i]		1 753
	Recyclage [ii]		890 136
	Autre [iii]		247 619
Quantité totale de déchets éliminée (tonnes)			133 997
Quantité totale de déchets éliminée dangereux (tonnes)	Incinération [i]		3 279
	Mise en décharge [ii]		7 033
	Autre [iii]		18 980
Quantité totale de déchets éliminée non dangereux (tonnes)	Incinération [i]		1 629
	Mise en décharge [ii]		52 189
	Autre [iii]		50 887
Quantité totale de déchets non recyclés (tonnes)			389 991
Quantité totale de déchets non recyclés (%)			29 %
Quantité totale de déchets dangereux (tonnes)		66 447	90 686
France : déchets radioactifs solides de très faible activité (TFA) (m^3)		6 451	6 031
France : déchets radioactifs solides de faible et moyenne activités (FMA) (m^3)		5 298	6 603
France : déchets radioactifs solides de haute activité (HA) (m^3)		261	284
États-Unis : déchets radioactifs Framatome de classe A		662	807
Royaume-Uni : déchets radioactifs			589
Quantité totale de déchets radioactifs (m^3)			14 314

De manière synthétique, les principaux flux de **déchets conventionnels** générés correspondent aux sédiments issus des barrages hydroélectriques et aux terres excavées et gravats issus de chantiers (construction et déconstruction d'unités de production, réseaux de distribution). Les données de production de déchets conventionnels non dangereux ont été marquées en 2024 par l'inclusion dans le périmètre de reporting d'EDF Energy des déchets issus du chantier de construction d'Hinkley Point C. Les principaux déchets dangereux correspondent aux huiles usagées et aux mélanges d'hydrocarbures issus de l'exploitation et de la maintenance des centrales thermiques et nucléaires.

La production de déchets conventionnels s'établit en 2024 à 1 334 899 tonnes à l'échelle Groupe contre 502 513 tonnes en 2023. Cette augmentation significative est liée principalement à une plus forte production de déchets de sédiments issus du curage des barrages d'EDF, à la hausse d'activité sur les réseaux de distribution d'Enedis, notamment en lien avec le raccordement des énergies renouvelables, aux premières opérations de terrassement sur le chantier EPR2 de Penly ainsi qu'à l'extension du périmètre de reporting au chantier d'Hinkley Point C au Royaume-Uni. Pour EDF, de nouveaux outils de suivi ont été récemment mis en place en vue d'optimiser encore le pilotage de la production de déchets conventionnels issus de l'exploitation des filières industrielles.

En complément des indicateurs précédents, les centrales de production nucléaire **en fonctionnement** en France (EDF) sont concernées principalement par les **déchets radioactifs** solides de très faible activité (TFA) et par ceux de faible et moyenne activité (FMA). En France, le volume des déchets TFA d'activité en 2024 est de 3 849 m^3 contre 3 716 m^3 en 2023. Le volume des déchets FMA (y compris Framatome en France) en 2024 est de 6 195 m^3 contre 5 151 m^3 en 2023. Les évolutions correspondent à des variations interannuelles classiques, fonctions de la nature des activités de maintenance.

Les déchets issus des activités **industrielles** de Framatome aux États-Unis sont identifiés par les indicateurs des déchets radioactifs de classe A, dont le volume est de 807 m^3 contre 662 m^3 en 2023.

En France, le volume des déchets de **déconstruction** et industriels TFA (y compris Framatome) est de 2 182 m^3 en 2024 contre 2 735 m^3 en 2023 et le volume des déchets FMA est de 408 m^3 en 2024 contre 147 m^3 en 2023. En Belgique, les activités de déconstruction sur le site de Dessel sont en cours et n'ont pas produit de déchets radioactifs de classe A en 2024, comme depuis 2020.

Précisions sur les indicateurs

Le groupe EDF monitore les quantités de **déchets conventionnels** produites par les différents sites en utilisant les classifications européennes, permettant ainsi des définitions communes. Les quantités déclarées sont suivies par les différents sites via des outils et applications informations dédiés. Les quantités de déchets conventionnels évacués, dangereux et non dangereux, sont mesurées en identifiant les quantités envoyées vers des filières de traitement. En Europe, la classification des déchets dangereux et non dangereux et du type de traitement des filières (recyclage, autre valorisation, élimination...) est principalement définie par le droit européen. Ces collectes de données sont établies suivant les protocoles réglementaires en accord avec les autorités en charge, les mesures font l'objet de vérifications régulières et sont suivies dans le cadre du système de management environnemental du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

Compte tenu des réglementations et classifications différentes de **déchets radioactifs** entre les États-Unis, l'Angleterre et la France, et afin d'en faciliter la compréhension, ont été présentés pour la France les déchets de Hautes activités, les Faibles et Moyennes activités et les Très faibles activités, pour les États Unis les déchets de classe A, et pour le Royaume-Uni, l'ensemble des déchets radioactifs. Le total des déchets radioactifs d'EDF est la somme de ces cinq données.

Les indicateurs relatifs aux déchets radioactifs de très faible activité (TFA) issus de l'activité et de la déconstruction tiennent compte du volume réel des déchets TFA directement évacués au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) depuis les sites de production.

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de faible et moyenne activités (FMA) issus de l'activité et de la déconstruction tiennent compte du volume réel des déchets FMA directement évacués au Centre de stockage de l'Aube (CSA) depuis les sites de production.

Dans les deux cas, ces volumes correspondent :

- au volume de déchets produits dans l'année pour les sites en fonctionnement ;
- au volume de déchets expédiés dans l'année pour les sites en déconstruction.

Les volumes entreposés font l'objet d'un suivi par L'ASNR en France et la Nuclear Safety Authority au Royaume-Uni.

Pour l'indicateur « Déchets radioactifs de haute activité (HA) », le conditionnement des déchets est pris en compte dans le dimensionnement.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis sont produits environ 10 ans après que les combustibles ont effectivement généré les déchets. Ainsi, l'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets et qui projette, sur l'avenir proche, le ratio de conditionnement actuel (nombre de colis réalisés effectivement à la suite du traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des conditionnements effectués pour optimiser les opérations :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : il est défini par combinaison de facteurs issus de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) ;
- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande, etc.) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : il est produit sur la base d'un retour d'expérience.

Les déchets radioactifs sont expédiés et colisés selon les réglementations nationales en vigueur dans chaque pays.

Les données relatives aux déchets radioactifs des activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni sont fondées sur l'inventaire des déchets radioactifs produits dans l'année, établi tous les trois ans par la *Nuclear Decommissioning Authority*. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à la fin de vie des sites de production nucléaire.

Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites.

L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire.

Les déchets radioactifs de faible activité sont envoyés en traitement sous forme de déchets de moyenne activité conformément à la réglementation en vigueur.

3.2.6.4 Dépenses et efforts de recherche alloués aux actions en matière d'utilisation de ressources et économie circulaire

Les outils de gestion du Groupe ne permettent pas, pour la première année d'application de la CSRD, un chiffrage exhaustif des actions en matière d'utilisation de ressources et économie circulaire. Pour les prochaines années, des travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière d'utilisation de ressources et de l'économie circulaire.

Concernant la gestion de l'aval du cycle nucléaire, les risques spécifiques aux activités nucléaires sont disponibles dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » et les impacts actuels notables ont été évalués et sont présentés dans les états financiers du Groupe dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » et note 20 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

En 2024, en complément des actions et des dépenses réalisées sur les actifs de production, le Groupe contribue grâce à ses efforts de recherche et développement, identifiés pour 6 M€, à la gestion de l'utilisation des ressources naturelles de manière optimale et soutenable, au développement de nouvelles filières de traitement et valorisation des déchets ainsi qu'au développement de méthodes et d'outils d'aide à la décision en matière d'économie circulaire.

3.2.7 Taxonomie verte

En tant que premier producteur d'électricité au monde sans émission directe de CO_2 [1], le Groupe contribue principalement à l'objectif d'atténuation du changement climatique. Une très grande partie des investissements du Groupe est dédiée à la maintenance et l'extension de vie de ses actifs de production non carbonés (notamment dans le Grand Carénage, voir section 1.4.1.1.2.3 B "Les enjeux du nucléaire"), qui sont régis par des cadres de sûreté réglementaires (pour l'hydraulique et le nucléaire) et qui incluent l'examen de risques extrêmes dont des évènements climatiques.

Ces investissements concourent à la résilience du système électrique et intègrent les enjeux d'adaptation des actifs de production. Toutefois, les investissements et dépenses réalisés exclusivement dans un objectif d'adaptation au changement climatique restent marginaux (voir section 3.2.2.2 « Adaptation au changement climatique »).

De plus, en tant que producteur et commercialisateur d'électricité et de services énergétiques, le Groupe ne contribue pas substantiellement aux activités visées par le règlement (UE) 2023/2486 au titre de l'utilisation durable de la ressource en eau, de la transition vers une économie circulaire, de la prévention/contrôle de la pollution et de la protection/restauration de la biodiversité. Toutefois, il est important de noter que la raison d'être du Groupe reposant sur une vision systémique des enjeux planétaires, le Groupe engage des dépenses pour ne pas nuire à ces objectifs, notamment dans le champ de la protection des ressources aquatiques et de la biodiversité. Les actions que le Groupe engage pour maximiser ses impacts positifs et réduire ses impacts négatifs sont détaillées dans l'état de durabilité (sections 3.2.3, 3.2.4, 3.2.5 et 3.2.6) et intégrées dans les indicateurs de taxonomie.

Les investissements du Groupe alignés avec la taxonomie verte européenne sont de 59 % en 2024 (64 % en 2023) soit un montant de 15,6 Mds€, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 22 % dans les activités de réseaux et 10 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique).

Il est à noter que **la taxonomie ne prend pas en compte dans ses critères d'éligibilité les activités nucléaires hors Union européenne ainsi que les activités connexes à l'activité de production nucléaire**. Le taux de nos investissements bas carbone pour l'ensemble de nos activités, incluant ces activités, s'élève à près de 94 % (voir section 3.2.2.1.2.4 « Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique »).

3.2.7.1 Réglementation applicable

Dans le cadre du Pacte vert pour l'Europe visant à atteindre la neutralité carbone en 2050 et en application du règlement 2020/852 du 18 juin 2020 (dit « règlement Taxonomie »), la Commission européenne a adopté, le 4 juin 2021, le règlement (UE) 2021/2139, définissant les critères d'examen technique de l'éligibilité et de l'alignement des activités au regard des deux premiers objectifs environnementaux (atténuation du changement climatique et adaptation au changement climatique).

Le règlement (UE) 2021/2178 dit « article 8 » relatif au contenu et la présentation des informations à communiquer a été adopté le 6 juillet 2021. Le règlement (UE) 2022/1214 couvrant certaines activités des secteurs du nucléaire et du gaz a été adopté le 9 mars 2022. Enfin, les règlements (UE) 2023/2485 et 2023/2486, modifiant respectivement les règlements 2021/2139 et 2021/2178 ont été adoptés le 27 juin 2023. En particulier, le règlement 2023/2486 ajoute, à partir de l'année 2023, l'analyse de l'éligibilité des activités au regard des quatre autres objectifs environnementaux (l'utilisation durable et la protection des ressources aquatiques et maritimes, la transition vers une économie circulaire, la prévention et le contrôle de la pollution, la protection et la restauration de la biodiversité et des écosystèmes), aux deux objectifs déjà visés par la réglementation.

Ainsi, cette réglementation vise à déterminer les conditions dans lesquelles des activités économiques peuvent être considérées comme contribuant substantiellement aux six objectifs environnementaux afin d'orienter les flux de capitaux vers celles-ci, selon des critères transparents.

Une activité est dite **éligible** à la taxonomie si elle est incluse dans la liste des activités figurant dans la réglementation.

Une activité peut contribuer aux objectifs climatiques :

- par sa **performance propre** (par exemple s'agissant du groupe EDF : la production d'électricité d'origine renouvelable) ; ou
- lorsqu'elle permet directement l'exercice d'autres activités durables. Elle est alors qualifiée d'**activité habilitante** (par exemple s'agissant du groupe EDF : l'activité d'acheminement d'électricité) ; ou
- si elle favorise la transition vers une économie neutre en carbone et qu'elle ne peut être remplacée par des alternatives bas carbone réalisables techniquement et économiquement. Elle est alors qualifiée de **transitoire** (par exemple s'agissant du groupe EDF : certaines activités dans le secteur du nucléaire).

Une activité éligible sera dite **« alignée »** sur la Taxonomie si :

- elle respecte les critères techniques de contribution substantielle à l'un des six objectifs environnementaux (par exemple, en lien avec des seuils d'émission) ;
- elle remplit les critères d'innocuité (dits *Do Not Significantly Harm - DNSH)*, c'est-à-dire qu'elle ne porte pas de préjudice important aux autres objectifs environnementaux ; et
- elle respecte les garanties minimales en matière de protection des droits humains, de lutte contre la corruption, de fiscalité et de lutte contre les pratiques anti-concurrentielles (voir la section 3.2.7.3.2 « Respect des garanties minimales »).

Conformément à la réglementation précitée, le Groupe présente les trois indicateurs requis, fondés sur ses comptes consolidés : la part de chiffre d'affaires, des dépenses d'investissement (« $CAPEX_T$ ») et des dépenses opérationnelles (« $OPEX_T$ »), associée à des activités alignées et éligibles à la Taxonomie.

3.2.7.2 Éligibilité des activités du Groupe à la Taxonomie

3.2.7.2.1 Activités du groupe EDF éligibles à la Taxonomie

En application de la définition précédente, les activités suivantes du Groupe sont éligibles à la Taxonomie au titre des objectifs climatiques :

- **Activités liées à l'énergie nucléaire menées dans les pays de l'Union européenne** qui regroupent :
  - la construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, à l'aide des meilleures technologies disponibles (4.27) : projets autorisés au plus tard en 2045 par les autorités compétentes visant la construction et l'exploitation des réacteurs nucléaires *best available technologies*. Pour le Groupe, ces activités concernent pour l'essentiel la centrale de Flamanville 3, ainsi que les études et travaux préparatoires réalisés dans le cadre du projet EPR2 en France ;

(1) *World ranking of zero direct CO_2 emissions power producers* (2023, TWh) (power-producers-ranking.enerdata.net/)

- la production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes (4.28) en France et en Belgique : projets autorisés au plus tard en 2040 par les autorités compétentes visant à étendre la durée de fonctionnement des réacteurs existants.

  Cette dernière activité en France a été analysée en prenant en compte les activités d'exploitation et de maintenance (contrôles réglementaires, programmes de maintenance...), les modifications, les remplacements de gros composants ainsi que les opérations conformes aux avis génériques de l'ASNR reçus (palier 900 MW) ou à recevoir d'ici 2040 (paliers 1 300 MW et 1 450 MW) et aux prescriptions techniques qui permettent de poursuivre l'exploitation du parc nucléaire français au-delà des 40 ans. L'ensemble des activités sur le parc nucléaire en exploitation en France est éligible au titre de l'activité 4.28.

  En conséquence de cette définition, les activités liées à la production nucléaire et la construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni sont exclues de la taxonomie européenne. Cela pénalise sensiblement les ratios taxonomie du Groupe, qui réalise notamment des investissements significatifs dans le cadre du projet d'Hinkley Point C.

- **Distribution d'électricité** : construction et exploitation de réseaux de distribution et de transport d'électricité interconnectés (4.9).
- **Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydraulique** qui regroupent :
  - la production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque (4.1) ;
  - la production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime (4.3) ;
  - la construction et l'exploitation de centrales hydroélectrique de production d'électricité : centrales à réservoir, au fil de l'eau et stations de transfert d'énergie par pompage (4.5 ; 4.10) ;
  - le stockage de l'électricité (4.10) ;
  - l'installation, la maintenance et la réparation de technologies liées aux énergies renouvelables (7.6).
- **Ventes d'électricité issue des obligations d'achats** : ce dispositif législatif et réglementaire en vigueur en France oblige EDF à acheter des volumes d'électricité produite par certaines filières de production puis à la vendre de façon optimisée au même titre que la production propre d'EDF. Cette activité, non explicitement mentionnée dans la réglementation a, après analyse, été considérée comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique et pouvant être rattachées à des activités éligibles.
- **Réseaux de chaleur et de froid, cogénération de chaleur, de froid et d'électricité par bioénergie** (4.14 ; 4.20).
- **Services d'efficacité et de performance énergétiques, recherche et développement** qui correspondent à :
  - l'installation, la maintenance et la réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique (7.3), les services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments (9.3) ;
  - les dépenses de recherche, développement et innovation visant à réduire, éviter les émissions (9.1).
- **Activités liées au gaz fossile** qui regroupent :
  - la production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux (4.29) ;
  - la cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux (4.30).

Le tableau suivant synthétise les activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile. Il est applicable pour chaque indicateur de la Taxonomie. Les informations complémentaires requises par la taxonomie sur ces activités sont données dans la section 3.2.7.4.4.

	Activités liées à l'énergie nucléaire	
1	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de recherche, de développement, de démonstration et de déploiement d'installations innovantes de production d'électricité à partir de processus nucléaires avec un minimum de déchets issus du cycle du combustible. (4.26)	NON
2	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction et d'exploitation sûre de nouvelles installations nucléaires de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, y compris leurs mises à niveau de sûreté, utilisant les meilleures technologies disponibles. (4.27)	OUI
3	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités d'exploitation sûre d'installations nucléaires existantes de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, à partir d'énergie nucléaire, y compris leurs mises à niveau de sûreté. (4.28)	OUI
	Activités liées au gaz fossile	
1	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction ou d'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.29)	OUI
2	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état et d'exploitation d'installations de production combinée de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.30)	OUI
3	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état ou d'exploitation d'installations de production de chaleur qui produisent de la chaleur/du froid à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.31)	NON

3.2.7.2.2 Activités non éligibles au regard des textes en vigueur

Les activités ci-dessous sont celles pour lesquelles le Groupe n'a pas identifié de contribution directe à l'un ou plusieurs objectifs de la Taxonomie européenne ou ne sont pas couvertes par la réglementation :

- commercialisation d'électricité non produite par EDF ou dont la source de production n'est pas éligible. Ainsi, l'activité d'agrégation, qui consiste à vendre l'électricité achetée à des producteurs d'électricité (renouvelable) ou à des acteurs disposant de capacités d'effacement a été considérée comme non éligible car s'assimilant à de la commercialisation ;
- commercialisation de gaz ;
- achats ventes sur les marchés de gros dans le cadre des opérations d'optimisation d'électricité et de gaz ;
- production d'électricité d'origine nucléaire réalisée hors de l'Union européenne, s'agissant du groupe, en particulier l'activité d'EDF Energy au Royaume-Uni ;
- fourniture d'équipements, prestations de services pour les centrales nucléaires et ventes de combustibles.

À noter que le **chiffre d'affaires**$_T$, défini par la taxonomie correspond au montant total du chiffre d'affaires dans le champ de la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients ».

Pour le Groupe, cette définition exclut donc la marge de l'activité « *Trading* » du chiffre d'affaires de la Taxonomie, qui figure cependant dans les états financiers en chiffres d'affaires.

3.2.7.3 Alignement des activités éligibles du Groupe

Une activité éligible sera dite « alignée » sur la Taxonomie si elle respecte les critères techniques de contribution substantielle à l'un des six objectifs environnementaux, si elle ne porte pas de préjudice important aux autres objectifs environnementaux (*Do Not Significantly Harm* - DNSH) et si elle remplit les garanties minimales.

Afin d'évaluer l'alignement de ses activités, chaque entité du Groupe a vérifié le respect des critères de contribution substantielle à l'atténuation ou à l'adaptation au changement climatique.

3.2.7.3.1 Analyse des critères de non-nuisance (DNSH)

Dans le cadre de l'analyse des **critères de non-nuisance (DNSH)**, le groupe EDF s'appuie sur son **système de management environnemental (SME)**, sa politique de responsabilité sociétale d'entreprise (RSE) et sa Charte Éthique qui engagent ses entités à une approche de précaution, une démarche de responsabilité et au développement de technologies respectueuses de l'environnement. La gestion des risques identifiés, y compris ceux liés au changement climatique, est intégrée au processus global de gestion des risques et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Les risques les plus significatifs font l'objet de plans de maîtrise en lien avec les orientations de la politique de responsabilité sociétale d'entreprise (RSE) et sont décrits ainsi que les plans d'actions afférents dans la section 3.2 « Informations environnementales ».

Selon cette politique, le groupe EDF s'engage à évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures, adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes, intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations, adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique et enfin prendre en compte la dimension systémique du dérèglement climatique.

Toutes les entités du groupe EDF prennent en compte les risques climatiques dans l'élaboration de leur cartographie des risques, qu'il s'agisse des risques physiques ou des risques dits « de transition ». Les critères DNSH ont été analysés pour chaque activité du Groupe.

Le SME du Groupe couvre les objectifs environnementaux visés par la Taxonomie comme décrit ci-après.

L'eau est une ressource indispensable à la production de la plupart des énergies, soit pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques, soit comme force motrice pour les centrales hydroélectriques. De plus, l'eau est un « bien commun », dont la gestion passe par l'élaboration de règles collectives. C'est pourquoi le **Groupe s'est engagé**, dans sa politique RSE **à protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable**, tant sur le plan quantitatif que qualitatif et en concertation avec les territoires dans lesquels il opère, en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau, notamment les multi-usages de l'eau sous contraintes climatiques croissantes. Les politiques et actions mises en œuvre en lien avec l'eau sont détaillées en section 3.2.4 « ESRS E3 - Ressources hydriques ».

Le Groupe adopte une démarche responsable pour ses **déchets** en développant une démarche **d'économie circulaire** afin de favoriser la maîtrise de ses productions de déchets, le réemploi, le recyclage ainsi que la valorisation des produits et matériaux sur l'ensemble de la chaîne de valeur (valorisation matière et énergétique). Il vise ainsi à prioriser et limiter au plus juste l'utilisation des ressources entrantes en minerais, produits transformés tels que le ciment et l'acier ainsi que l'uranium sur l'ensemble de la filière industrielle de transformation. Le Groupe assume aussi sa responsabilité vis-à-vis des déchets radioactifs, et en France, déconstruit les centrales nucléaires arrêtées en toute sûreté et dans le respect de l'environnement. Il optimise et gère les déchets radioactifs d'exploitation et de déconstruction dont il a la responsabilité et développe des filières de traitement pour réduire le volume des déchets stockés.

Le Groupe s'assure également du respect de limites de rejets établis par la réglementation et met en place un programme de **contrôle des rejets et de surveillance de l'environnement**. Ainsi, les études d'impact, incluant un volet sanitaire réalisé en amont des projets et l'application des limites de rejets permettent de s'assurer de l'absence d'impact significatif sur l'environnement et les parties prenantes. De plus, pour les centrales nucléaires de production d'électricité, la surveillance dans l'environnement réalisée par chaque site confirme l'absence d'incidence notable des rejets chimiques liquides sur le milieu aquatique.

La sûreté nucléaire est la priorité n° 1 du Groupe et sa préoccupation majeure et permanente sur l'ensemble du cycle, de l'approvisionnement du combustible jusqu'à la déconstruction et la gestion des déchets. Elle repose sur des dispositions techniques et organisationnelles visant à se prémunir d'un accident nucléaire, et, dans le cas hypothétique d'un tel accident, à en limiter les conséquences.

S'agissant du DNSH générique relatif à la **prévention et au contrôle de la pollution** qui exige que l'activité ne conduise pas à la fabrication, à la mise sur le marché ou à l'utilisation de substances spécifiées par l'annexe C du règlement (UE) 2023/2486 du 27 juin 2023, en particulier pour nos activités nucléaires, le Groupe a mis en place un processus de suivi des substances sur la base de ses propres procédés de fabrication et d'exploitation/d'usages et/ou des informations communiquées par ses fournisseurs. Grâce à ce processus, le Groupe tient à jour un inventaire des substances soumises aux diverses réglementations de l'UE visées à l'annexe C du règlement précité.

Le Groupe considère que son processus de gestion des substances est robuste en matière de veille anticipative réglementaire, de conformité réglementaire, d'études de substitution en lien avec ses fournisseurs et de maîtrise des risques liés à l'utilisation des substances dangereuses. Le processus couvre également de façon proactive celles de ces substances qui ne sont pas encore soumises aux réglementations mais qui font l'objet de discussions d'évolution réglementaire, notamment les autorisations et restrictions REACH[1]. Le Groupe considère que les analyses nécessaires et la documentation des démarches ont été menées dans une logique d'efforts raisonnables ; ce qui l'amène à considérer que ses activités sont alignées au regard de ce critère.

La préservation de la biodiversité se révèle aussi un enjeu fort pour le Groupe : ses activités, dans ses opérations directes ou dans sa chaîne de valeur, interagissent avec les milieux naturels terrestres, aquatiques et marins. Le groupe EDF agit sur ses impacts et dépendances les plus significatifs, en lien avec les facteurs de pression majeurs sur la biodiversité, de manière à tendre vers : la réduction de la contribution de ses activités à ces facteurs de pression ; la recréation des espaces et des conditions favorables à la biodiversité ; le renforcement de l'amélioration de la connaissance et son partage. Le Groupe a renouvelé en 2023 son engagement dans deux dispositifs volontaires : « *Entreprises engagées pour la Nature* », sous l'égide de l'Office français de la biodiversité ; et « *Act4nature international* », sous l'égide de l'association Entreprises pour l'Environnement (EpE). Les politiques et actions mises en œuvre en lien avec la préservation de la biodiversité sont détaillées en section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystème ».

3.2.7.3.2 Respect des garanties minimales

Le respect du critère des garanties minimales par le Groupe, repose sur des processus solides en matière de :

- protection des droits humains (voir section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe ») ;
- lutte contre la corruption (voir section 3.4.2.3.2 « Programme anti-corruption ») ;
- fiscalité (voir section 3.4.2.4 « Politique fiscale - Contribution au développement par l'impôt ») ;
- lutte contre les pratiques anti-concurrentielles (voir section 3.4.2.3.5 « La prévention des manquements au droit de la concurrence »).

(1) Réglementation européenne concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, ainsi que les restrictions applicables à ces substances (REACH).

En accord avec les Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme (UNGP), EDF s'engage à respecter à minima les standards internationaux de protection et de défense des droits humains et des libertés fondamentales, et en particulier la Déclaration universelle des droits de l'homme, le Pacte international relatif aux droits civils et politiques, le Pacte international relatif aux droits économiques sociaux et culturels et les conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT).

Le groupe EDF a publié en 2021 un référentiel [1] rassemblant les engagements du Groupe ainsi que ses exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires, en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires. Ces engagements droits humains du groupe EDF ont été approuvés et signés par le Président-Directeur Général.

La mise en œuvre de ces engagements s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe et qui visent, dans une démarche de progrès, notamment :

- l'évaluation préalable et continue et la gestion des impacts et des risques environnementaux et sociétaux (E&S), y compris ceux causés par les activités des relations d'affaires ;
- l'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet. EDF s'attache à déployer ses engagements en amont de ses processus d'investissement jusqu'auprès de ses relations d'affaires en demandant à ses fournisseurs et sous-traitants le respect d'exigences RSE dans le cadre des activités rattachées à leurs relations d'affaires communes, avec une attention particulière pour le droit des communautés locales, populations autochtones et personnes vulnérables ;
- des dispositifs de recueil et de traitement des signalements, accessibles, communiqués à toute personne potentiellement impactée par les activités de l'entreprise, et garantissant la confidentialité des alertes et la protection des alerteurs internes (salariés et collaborateurs extérieurs). Ces signalements font l'objet d'évaluations et donnent lieu si besoin à des mesures de remédiation.

Ce référentiel public s'applique à EDF et aux sociétés qu'elle contrôle [2]. En ce qui concerne Enedis, la filiale a établi son propre plan de vigilance afin de répondre aux exigences de la loi 2017-399 du 27 mars 2017.

Dans les cas où une entité du Groupe fait l'objet d'avertissement, de sanction ou de condamnation des autorités dans le domaine des droits humains, la fiscalité, la lutte contre la corruption ou les pratiques anti-concurrentielles, le Groupe revoit les processus concernés et met en place des actions de remédiation afin de s'assurer du respect continu des garanties minimales. En 2024, le Groupe n'a fait l'objet d'aucune condamnation de nature à remettre en cause l'alignement des activités d'EDF.

3.2.7.3.3 Analyse de l'activité nucléaire

En ce qui concerne l'analyse des critères techniques et environnementaux d'alignement relatifs à ses activités nucléaires en France, le Groupe s'appuie sur le règlement (UE) 2022/1214 relatif à certaines activités nucléaires. Les analyses menées couvrent le parc nucléaire existant ainsi que les projets de construction et d'exploitation de nouvelles installations (centrale de Flamanville 3, études et travaux préparatoires en cours pour l'EPR2).

En synthèse, l'appréciation du respect des critères techniques se fonde notamment sur :

- La transposition en droit français des directives Euratom et le respect du traité Euratom et de la législation de l'Union en matière de droit environnemental (critères 1.a et 1.b) ;
- Le cadre légal et réglementaire mis en place en France pour la sécurisation du financement des charges de long terme relatives au démantèlement des installations nucléaires de base (INB) ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs, via l'obligation pour les exploitants d'installations nucléaires de constitution de fonds (actifs dédiés [3]), l'ensemble du dispositif faisant l'objet de contrôles par l'autorité administrative (critères 1.c, 1.d et 4) ;
- L'existence d'installations de stockage définitif opérationnelles en France pour tous les déchets radioactifs de très faible activité (TFA) et de faible et moyenne activité à vie courte (FMA) qui proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction, ainsi que le Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) qui encadre la mise en service en France d'un stockage des déchets hautement radioactifs [4] (critères 1.e, 1.f et 7 pour l'activité 4.27, critères 1.e, 1.f et 7 pour l'activité 4.28) ;
- le respect par EDF des exigences applicables en matière de sûreté nucléaire, comme en attestent les résultats des contrôles de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR), notamment s'agissant des performances accidentelles des gainages métalliques des combustibles nucléaires (critère 2) ;
- la mise en œuvre du processus de notification des projets conformément à l'article 41 du traité Euratom actuellement en vigueur (critère 3) ;
- la conformité aux critères de sûreté définis par la directive 2009/71/Euratom, notamment liés aux risques naturels extrêmes établis par la réglementation et aux orientations internationales les plus récentes de l'AIEA et la WENRA. Cette conformité est démontrée, s'agissant du parc nucléaire existant, par le processus de réexamen périodique mis en œuvre sur les installations et encadré par la loi (critères 5 à 7 pour l'activité 4.27 et critères 5 et 6 pour l'activité 4.28).

L'analyse des critères environnementaux a été menée en s'appuyant sur :

- l'étude Analyse du cycle de vie du kWh nucléaire EDF rendue publique en 2022 et qui conclut à un contenu carbone inférieur à 4 gCO_2e/kWh, très largement en deçà du seuil de 100 gCO_2e/kWh (critère contribution substantielle) ;
- le dispositif de réévaluation de sûreté mis en œuvre lors des réexamens périodiques, qui vise à améliorer autant que possible la protection contre les risques ou inconvénients des installations nucléaires de base sur la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement, dans des conditions économiquement acceptables, compte tenu de l'état des connaissances, des techniques et des pratiques, des caractéristiques de l'environnement de l'installation (article L. 593-18 du Code de l'environnement) et de la prise en compte des risques des scénarios du GIEC [5] (critère DNSH « adaptation au changement climatique ») ;
- le cadre réglementaire propre à chaque centrale nucléaire qui définit les contraintes à respecter sur les conditions de prélèvements de l'eau, les limites de rejets en effluents radioactifs, chimiques et thermiques, l'obligation de surveillance régulière de l'environnement et de déclaration aux pouvoirs publics et information au public (critère DNSH « utilisation durable de l'eau et des ressources marines ») ;

(1) www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf
(2) Hors Enedis, gestionnaire du réseau de distribution, filiale gérée dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(3) Voir chapitre 6 États financiers, note 15.1.2.2 « Allocation stratégique et composition des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
(4) Le projet Cigéo est le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs de types MAVL et HA. Il est conçu pour stocker les déchets hautement radioactifs et à durée de vie longue produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises (voir chapitre 1, "le Groupe, sa stratégie et ses activités" section 1.4.1.1.2.3 "Les enjeux du nucléaire").
(5) Rapports d'évaluation sur le changement climatique : incidences, adaptation et vulnérabilité, publiés périodiquement par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), l'organisme des Nations Unies chargé d'évaluer les sciences liées au changement climatique, https://www.ipcc.ch/reports/.

- la mise en œuvre par le Groupe, dans le cadre réglementaire qui lui est fixé, de la stratégie de fermeture du cycle du combustible nucléaire telle que définie dans les orientations de politique énergétique nationale. En outre, le Groupe optimise et gère les déchets conventionnels et radioactifs liés à l'exploitation et la déconstruction dont il a la responsabilité et développe des filières de traitement pour réduire le volume des déchets stockés (critère DNSH « transition vers une économie circulaire ») ;
- la mise en œuvre des procédures administratives définies par la réglementation, requises pour obtenir les autorisations nécessaires en matière de rejets radioactifs. S'agissant de la gestion des combustibles usés et des déchets, le PNGMDR répond aux directives Euratom et a vocation à garantir une gestion durable des matières et des déchets radioactifs dans le respect de la protection de la santé des personnes, de la sécurité et de l'environnement (critère DNSH « prévention et réduction de la pollution ») ;
- les études d'impact et analyses des incidences sur l'environnement et la biodiversité effectuées pour chaque installation en amont de sa construction et mises à jour en prenant en compte les évolutions réglementaires, les modifications des installations et de nouvelles données environnementales selon les critères définis par la directive 2011/92/UE modifiée (critère DNSH « prévention et restauration de la biodiversité et des écosystèmes »).

À la suite des analyses conduites, le Groupe conclut à l'alignement à la Taxonomie verte de ses activités nucléaires en France pour le parc en exploitation et pour les projets de construction de nouvelles installations.

3.2.7.3.4 Conclusion sur l'alignement des activités du Groupe

- **Activités nucléaires :** les activités nucléaires dans l'Union européenne, pour le parc en exploitation et pour les projets de construction de nouvelles installations, sont alignées.
- **Activités liées au gaz fossile :** à date, en raison des critères techniques notamment en termes de niveau d'émissions maximales (gCO_2/kWh), l'ensemble des activités de production d'énergie à partir du gaz du Groupe sont éligibles, mais non alignées.
- **Distribution d'électricité :** l'ensemble des critères techniques est respecté, cette activité est alignée.
- **Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables :** l'ensemble des critères techniques est respecté, à l'exception d'une infime portion des centrales hydroélectriques qui ne respecte pas les critères techniques de contribution substantielle. Ainsi, sauf pour une part infime, cette activité est alignée.
- **Réseaux et cogénérations de chaleur ou de froid :** ceux utilisant plus de 50 % d'énergie renouvelable, 50 % de chaleur fatale, 75 % de chaleur issue de la cogénération ou 50 % d'une combinaison de ces types d'énergie ou de chaleur, sont considérés comme alignés. Les autres sont considérés comme éligibles non alignés.
- **Services d'efficacité et de performance énergétiques, recherche et développement éligibles :** ils ont été considérés comme alignés sur la Taxonomie.

3.2.7.4 Indicateurs de la Taxonomie

Les trois indicateurs de Taxonomie : part de chiffre d'affaires (« Chiffre d'affaires$_T$ »), des dépenses d'investissement (« CAPEX$_T$ ») et des dépenses opérationnelles (« OPEX$_T$ ») reposent sur les données consolidées du Groupe (hors sociétés mises en équivalence) (Voir chapitre 6 « États financiers »).

Lorsque les définitions de la réglementation ne donnent pas un niveau de précision suffisant, les principales conventions appliquées par le Groupe sont précisées.

Synthèse de la répartition des activités

Les activités du Groupe contribuent principalement à l'objectif d'atténuation du changement climatique et de façon marginale à l'objectif d'adaptation au changement climatique. Par ailleurs, le Groupe engage des actions spécifiques sur les quatre autres objectifs environnementaux, qui ont fait l'objet d'une identification dans le cadre des travaux sur la CSRD.

Le tableau ci-après présente les indicateurs de taxonomie répartis par objectif environnemental. Conformément à la réglementation, les pourcentages présentés dans ce tableau peuvent être « double-comptés » puisqu'une même donnée peut être incluse dans plusieurs objectifs (CCM et CCA). Cela concerne l'indicateur CAPEX pour 3% et l'indicateur OPEX pour 2%.

2024	Part des CAPEX		Part du chiffre d'affaires		Part des OPEX	
Par objectif :	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie
Atténuation du changement climatique (CCM)	59 %	62 %	55 %	60 %	62 %	66 %
Adaptation au changement climatique (CCA)	3 %	3 %	n.a.	n.a.	6 %	6 %
Ressources aquatiques et marines (WTR)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Pollution (CE)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Économie circulaire (PPC)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Biodiversité et écosystèmes (BIO)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

2023	Part des CAPEX		Part du chiffre d'affaires		Part des OPEX	
Par objectif :	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie	Alignée sur la taxonomie	Éligible à la taxonomie
Atténuation du changement climatique (CCM)	64 %	67 %	53 %	59 %	70 %	73 %
Adaptation au changement climatique (CCA)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Ressources aquatiques et marines (WTR)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Pollution (CE)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Économie circulaire (PPC)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Biodiversité et écosystèmes (BIO)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

n.a. : non applicable

3.2.7.4.1 CAPEX$_T$

Les CAPEX$_T$ ont augmenté de 3,7 milliards d'euros en 2024 et s'établissent à 26,4 milliards d'euros contre 22,7 milliards d'euros en 2023. Leur répartition entre les activités est restée stable et la part des CAPEX$_T$ associée à des activités durables (alignées) passe de 64 % en 2023 à 59 % en 2024. Ils sont réalisés pour une grande partie dans les activités nucléaires pour 6,7 milliards d'euros, soit 26 % (notamment le programme Grand Carénage), les activités de distribution d'électricité pour 5,7 milliards d'euros, soit 22 % (notamment déploiement du réseau) et les énergies renouvelables (solaires, éoliens, hydrauliques...) pour 2,6 milliards d'euros, soit 10 %.

L'exclusion du Royaume-Uni de la taxonomie sur les activités nucléaires pénalise les ratios du Groupe qui investit notamment des montants importants, en particulier, dans le cadre du projet Hinkley Point C. Les CAPEX$_T$ associés à la production d'électricité d'origine nucléaire et la construction de nouvelles installations nucléaires au Royaume-Uni, non éligible, représentent 7,7 milliards d'euros en 2024, soit 29 % des CAPEX$_T$ du Groupe.

Par ailleurs, en 2024, les CAPEX$_T$ issus des activités liées au thermique gaz fossile s'élèvent à 538 millions d'euros soit 2 % des CAPEX$_T$ du Groupe.

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio « CAPEX$_T$ » visé à l'article 8.2.b du règlement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au dénominateur :** l'ensemble des investissements dits « CAPEX$_T$ » regroupant les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles (hors goodwill) et des droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Il n'inclut donc pas les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités. Dans un objectif d'homogénéisation avec la définition des investissements nets du *cash-flow statement*, les CAPEX$_T$ intègrent désormais, en déduction, les subventions d'investissement. Leur prise en compte sur le ratio CAPEX$_T$ 2023 n'aurait pas modifié significativement les indicateurs comparatifs, non retraités ;
- **au numérateur :** les dépenses d'investissement en lien avec :
  - une activité éligible (ou alignée),
  - un plan CAPEX dont l'objectif est de créer ou de transformer une activité qui sera éligible ou alignée sur la Taxonomie,
  - des investissements individuellement éligibles (ou alignés) qui ne sont pas rattachés à une activité principale éligible (ou alignée). Les principaux investissements individuellement non significatifs pour lesquels l'analyse de l'alignement n'a pas été réalisée concernent des bâtiments et des flottes de voitures en location.

Les actifs de supports tels que les systèmes informatiques ont été considérés comme alignés lorsqu'ils concernent des entités dont l'ensemble des activités a été classé comme aligné. Pour les entités dont la répartition des fonctions supports entre activités alignées et non alignées est complexe, les actifs de support sont qualifiés de non alignés.

Évolution des CAPEX sur les trois prochaines années

Pour les années 2025, 2026 et 2027, le Groupe prévoit une hausse des investissements annuels nets [1] et anticipe d'atteindre 26 milliards d'euros par an dont au moins 95 % alloués à des activités bas carbone [2] (voir section 3.2.2.1.2.4 « Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique »).

Par ailleurs, dans le cadre de l'accompagnement à la décarbonation du mix énergétique des zones non interconnectées, EDF, via sa filiale PEI, a lancé le chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto en Corse, un projet essentiel pour garantir la sécurisation du système électrique et la transition énergétique de l'île. Elle viendra remplacer la centrale thermique au fioul du Vazzio et fonctionnera avec de la biomasse liquide, un combustible d'origine végétale élaboré à partir d'huile de colza ou de tournesol (voir le communiqué de presse d'EDF du 22 novembre 2024 « Le groupe EDF lance le chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto en Corse »).

Financements « verts »

Le Groupe a une politique de financements « verts » active recourant à différents instruments. Les financements émis sur l'exercice pour environ 11,7 milliards d'euros équivalents ont été essentiellement affectés au **refinancement d'investissements antérieurs à 2024** (environ 0,5 milliard d'euros de financements verts ont été alloués aux investissements nucléaires et renouvelables réalisés en 2024).,

À titre illustratif, EDF a émis, le 17 juin 2024, trois obligations vertes dédiées :

- au parc nucléaire existant pour un montant de 1 milliard d'euros ;
- à de nouvelles capacités renouvelables et hydroélectriques pour un montant de 750 millions d'euros ;
- à la distribution d'électricité, liées notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique pour un montant de 1 250 millions d'euros.

Le 9 septembre 2024, EDF a émis des obligations vertes d'un montant total de 310 millions de francs suisses (environ 335 millions d'euros), dont le produit net a été affecté aux investissements dans la distribution d'électricité.

Le 17 septembre 2024, EDF a émis des obligations hybrides vertes d'un montant nominal de 1 150 millions d'euros et de 500 millions de livres sterling (environ 575 millions d'euros) dédiés aux investissements réalisés dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

Par ailleurs, le 21 janvier 2025, EDF a émis une obligation verte d'un montant de 500 millions de dollars U.S. dédiée aux investissements réalisés dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes (voir la section 6.7 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF »). Elle est disponible dans la page dédiée à la finance durable sur le site internet d'EDF.

(1) Le plan d'investissement n'est pas basé sur les investissements bruts CAPEX$_{TI}$ tels que définis par le règlement Taxonomie et est utilisé afin de décrire nos investissements actuels. Le plan d'investissement présenté par le Groupe est basé sur les investissements nets.

(2) Les activités bas carbone du Groupe regroupent l'ensemble des activités nucléaires (production d'électricité, conception et production d'équipements pour les centrales nucléaires), de réseaux, renouvelables (solaire, éolien, hydrauliques), de commercialisation d'électricité ainsi que la majorité des activités de services d'efficacité et de performance énergétique.

Réconciliation avec les états financiers

Le tableau suivant fournit une réconciliation entre les investissements nets présentés au sein du *cash-flow statement* (CFS) dans l'examen de la situation financière et du résultat 2024 (voir la section 5.1.4 « Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements ») et les $CAPEX_T$.

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation
$CAPEX_T$	**26 431**	**22 712**	**3 719**
Entrées de périmètre	(730)	(157)	(573)
Augmentation des droits d'utilisation (location)	(905)	(711)	(194)
Variation des dettes sur acquisitions d'immobilisations	(693)	(823)	130
Autres dont sorties de périmètre	(1 701)	(1 921)	220
Investissements nets dans le CFS (voir section 5.1.4)	**22 402**	**19 100**	**3 302**

Répartition des $CAPEX_T$ par activité

CAPEX 2024

Activités économiques	Code(s) (2)	CAPEX (3)	Part des CAPEX (4)
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE		En millions d'euros	%
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	**CCM** 4.28	4 901	19 %
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	**CCA** 4.28	60	0 %
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	**CCM** 4.27	1 746	7 %
Transport et distribution d'électricité	**CCM** 4.9	5 015	19 %
Transport et distribution d'électricité	**CCA** 4.9, CCM 4.9	721	3 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	**CCM** 4.5	411	2 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	**CCA** 4.5	13	0 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	**CCM** 4.3	897	3 %
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	**CCM** 4.1	863	3 %
Stockage de l'électricité	**CCM** 4.10	58	0 %
Stockage de l'électricité	**CCA** 4.10	5	0 %
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	**CCM** 7.6	313	1 %
Fabrication d'hydrogène	**CCM** 3.10	30	0 %
Production d'électricité par bioénergie	**CCM** 4.8	195	1 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	168	0 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCM** 7.3	21	0 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCA** 7.3	3	0 %
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	**CCM** 9.3	100	0 %
Digestion anaérobie de biodéchets	**CCM** 5.7	25	0 %
Digestion anaérobie de biodéchets	**CCA** 5.7	3	0 %
Infrastruct. favorables transports routiers et publics faible CO_2	**CCM** 6.15	12	0 %
Installation, maintenance, réparation stations recharge véhicule électrique	**CCM** 7.4	30	0 %
Recherche, développement et innovation proches du marché	**CCA** 9.1	23	0 %
CAPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		**15 613**	**59 %**
dont activité habilitante		*6 331*	*24 %*
dont activité de transition		*6 647*	*25 %*
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.29	326	1 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCM** 7.3	11	0 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	63	0 %
Cogénération haut rendt chaleur/froid élec. combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.30	37	0 %
Acquisition et propriété de bâtiments	**CCM** 7.7	281	2 %
Acquisition et propriété de bâtiments	**CCA** 7.7	16	0 %
CAPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**734**	**3 %**
Total (A.1 + A.2)		**16 347**	**62 %**
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
Production d'électricité d'origine nucléaire, construction de nouvelles centrales nucléaires hors UE		7 742	29 %
Autres activités non éligibles		2 342	9 %
CAPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**10 084**	**38 %**
TOTAL (A + B)		**26 431**	**100 %**

(1) O- Oui, activité éligible et alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
N - Non, activité éligible mais non alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
NEL - Non éligible, activité non éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
EL - Éligible, activité éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

Critères de contribution substantielle						Critères d'absence de préjudice important (DNHS - *Does Not Significantly Harm*)									
Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part des CAPEX alignée sur la taxonomie, année N-1 (18)	Catégorie activité habilitante (19)	Catégorie activité transitoire (20)
O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1] OPe	O/N/ NEL [1]	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	%	H	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	22 %	-	T
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	4 %	-	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	23 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	4 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	7 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
56 %	**3 %**					**59 %**	**59 %**	**59 %**	**59 %**	**59 %**	**59 %**	**59 %**	**64 %**		
36%	5 %					41 %	41 %	41 %	41 %	41 %	41 %	41 %	24 %		
43 %	0 %					43 %	43 %	43 %	43 %	43 %	43 %	43 %	26 %		
EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL										
el	nel	nel	nel	nel	nel								2 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								1 %		
nel	el	nel	nel	nel	nel								0 %		
3 %	**0 %**												**3 %**		
													67 %		

3.

3.2.7.4.2 Chiffre d'affaires$_T$

Le chiffre d'affaires$_T$ (hors activités de *trading*) atteint 116,8 milliards d'euros en 2024 (136 milliards d'euros en 2023), en diminution de 19,3 milliards d'euros. Cette évolution est notamment due à des ventes d'énergie (électricité et gaz) réalisées dans un contexte de prix de marché en baisse, malgré une hausse de la production nucléaire (+ 41,3 TWh) et hydraulique (+ 11,8 TWh) en France. Ces éléments sont sans effet significatif sur la part du chiffre d'affaires$_T$ aligné. La légère hausse de l'indicateur, qui passe de 53 % en 2023 à **55 % du chiffre d'affaires$_T$** aligné en 2024, provient principalement des activités de distribution d'électricité.

L'exclusion des activités nucléaires du Royaume-Uni de la taxonomie pénalise les indicateurs du Groupe. Le chiffre d'affaires associé à la production d'électricité d'origine nucléaire au Royaume-Uni, non éligible, représente 4,8 milliards d'euros en 2024, soit 4 % du chiffre d'affaires$_T$ du Groupe.

Par ailleurs, en 2024, le CA$_T$ issu des activités liées au thermique s'élève à 19 705 millions d'euros dont gaz 19 478 millions d'euros, fioul 164 millions d'euros et charbon 63 millions d'euros.

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio du chiffre d'affaires visé à l'article 8.2.a du règlement (UE) 2020/852 est calculé comme la part du chiffre d'affaires net provenant de produits ou de services associés à des activités économiques éligibles (ou alignées) sur la Taxonomie (numérateur), divisée par le chiffre d'affaires consolidé hors *trading* (dénominateur) (voir la section 6.1 « Comptes consolidés », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). Il n'inclut donc pas le chiffre d'affaires réalisé par les sociétés mises en équivalence.

En France, le groupe EDF gère sa production de manière intégrée et optimise ses moyens de production en fonction de l'équilibre amont-aval. En conséquence, le chiffre d'affaires comptabilisé fait l'objet d'une répartition sur la base des volumes produits par les différentes filières de production, et tenant compte des achats/ventes marché, qui s'appuie sur le bilan électrique publié (voir la section 5.1.3.1.1 « Évolution du chiffre d'affaires par segment »).

Répartition du chiffre d'affaires$_T$ par activité

Chiffre d'affaires 2024			
Activités économiques	**Code(s) (2)**	**Chiffre d'affaires (3)**	**Part du chiffre d'affaires (4)**
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE		En millions d'euros	%
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	**CCM** 4.28	31 547	27 %
Transport et distribution d'électricité	**CCM** 4.9	17 548	15 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	**CCM** 4.5	5 354	5 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	**CCM** 4.3	3 334	3 %
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	**CCM** 4.1	1 960	2 %
Stockage de l'électricité	**CCM** 4.10	480	0 %
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	**CCM** 7.6	861	1 %
Production d'électricité par bioénergie	**CCM** 4.8	430	0 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	672	1 %
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	**CCM** 4.20	62	0 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCM** 7.3	562	0 %
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	**CCM** 9.3	1 377	1 %
Production d'électricité/combustibles gazeux renouvelables non fossiles	**CCM** 4.7	243	0 %
Valorisation de matières à partir de déchets non dangereux	**CCM** 5.9	16	0 %
Infrastruct. favorables transports routiers et publics faible CO_2	**CCM** 6.15	66	0 %
Installation, maintenance, réparation stations recharge véhicule électrique	**CCM** 7.4	113	0 %
Install., maint., rép. instr. mesure, régulation perf. énerg. bâtiments	**CCM** 7.5	51	0 %
Chiffre d'affaires des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		**64 676**	**55 %**
dont activité habilitante		*21 058*	*18 %*
dont activité de transition		*31 547*	*27 %*
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.29	3 360	4 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCM** 7.3	1 140	1 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	178	0 %
Cogénération haut rendt chaleur/froid élec. combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.30	580	0 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	**CCM** 4.5	190	0 %
Acquisition et propriété de bâtiments	**CCA** 7.7	19	0 %
Chiffre d'affaires des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**5 467**	**5 %**
Total (A.1 + A.2)		**70 143**	**60 %**
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
Production d'électricité d'origine nucléaire hors UE		4 778	4 %
Autres activités non éligibles		41 859	36 %
Chiffre d'affaires des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**46 637**	**40 %**
TOTAL (A + B)		**116 780**	**100 %**

(1) O- Oui, activité éligible et alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
N - Non, activité éligible mais non alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
NEL - Non éligible, activité non éligible sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
EL - Éligible, activité éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

Critères de contribution substantielle						Critères d'absence de préjudice important (DNHS - *Does Not Significantly Harm*)									
Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part du chiffre d'affaires alignée sur la taxonomie N-1 (18)	Catégorie activité habilitante (19)	Catégorie activité transitoire (20)
O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	%	H	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	27 %	-	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	12 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	4 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	4 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
55 %						**55 %**	**55 %**	**55 %**	**55 %**	**55 %**	**55 %**	**55 %**	**53 %**		
33 %						33 %	33 %	33 %	33%	33 %	33 %	33 %	15 %		
49 %						49 %	49 %	49 %	49 %	49 %	49 %	49 %	26 %		
EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL										
el	nel	nel	nel	nel	nel								5 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								1 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
nel	el	nel	nel	nel	nel								0 %		
5 %	**0 %**												**6 %**		
0 %	**0 %**												**59 %**		

3.2.7.4.3 $OPEX_T$

Les $OPEX_T$ augmentent par rapport à l'exercice précédent de 1,5 milliard d'euros, pour atteindre 11,2 milliards d'euros fin 2024. La part des $OPEX_T$ alignés diminue légèrement passant de 70 % en 2023 à **66 %** en 2024 sur l'ensemble des activités, à l'exception des activités de production d'énergie d'origine renouvelables.

L'exclusion des activités nucléaires du Royaume-Uni de la taxonomie pénalise marginalement les indicateurs du Groupe. Les $OPEX_T$ associés à cette activité, représentent 436 millions d'euros en 2024, soit 4 % des $OPEX_T$ du Groupe.

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio « $OPEX_T$ » visé à l'article 8.2.b du règlement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au dénominateur :** les coûts directs non capitalisés liés à la recherche et au développement, aux mesures de rénovation des bâtiments, aux locations à court terme (non comptabilisées sous IFRS 16), à l'entretien et aux réparations, ainsi que toute autre dépense directe liée à l'entretien courant des immobilisations corporelles qui sont nécessaires pour assurer le fonctionnement continu et efficace de ces actifs ;
- **au numérateur** : les dépenses opérationnelles :
  - liées à des actifs ou des processus associés à des activités éligibles (ou alignées), ou
  - faisant partie d'un plan d'OPEX dont l'objectif est de créer, étendre une activité alignée, ou
  - individuellement éligibles (ou alignés) qui ne font pas partie d'une activité principale éligible (ou alignée).

L'ensemble des OPEX relevant de la Taxonomie est inclus dans les lignes du compte de résultat consolidé du Groupe : « Autres consommations externes » et « Charges de personnel ». Ils intègrent également les dépenses liées aux reprises de soudures de la centrale de Flamanville 3 présentées en Autres produits et charges d'exploitation (voir section 6.1 « Comptes consolidés », note 7 « Autres produits et charges d'exploitation » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024). Ils n'incluent donc pas les OPEX réalisés par les sociétés mises en équivalence.

Dans ces coûts, seules les natures de charges précisées ci-dessus sont prises en compte dans les ratios, en s'appuyant sur la comptabilité générale ou la comptabilité analytique lorsque nécessaire.

Au titre des « Autres dépenses relatives à l'entretien quotidien des immobilisations corporelles », le Groupe inclut dans les $OPEX_T$ les charges de personnel et achats en lien avec la maintenance et l'entretien des actifs de production, comprenant pour le parc nucléaire en exploitation, les charges liées aux opérations de conduite qui correspondent à des dépenses de surveillance d'installation. Sont donc exclues les dépenses d'exploitation liées à la production proprement dite.

Les dépenses relatives aux fonctions supports directement liées à la maintenance et l'entretien sont prises en compte dans les $OPEX_T$.

En ce qui concerne l'activité hydraulique et l'activité de distribution d'électricité, les dépenses relatives aux redevances de concession ne sont pas considérées comme des $OPEX_T$.

Répartition des $OPEX_T$ par activité

OPEX 2024			
Activités économiques	**Code(s) (2)**	**Opex (3)**	**Part des Opex (4)**
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE		En millions d'euros	%
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	**CCM** 4.28	3 208	28 %
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	**CCM** 4.27	224	2 %
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	**CCA** 4.27	134	1 %
Transport et distribution d'électricité	**CCM** 4.9	874	8 %
Transport et distribution d'électricité	**CCA** 4.9, CCM 4.9	265	2 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	**CCM** 4.5	448	4 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	**CCM** 4.3	189	2 %
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	**CCM** 4.1	79	1 %
Stockage de l'électricité	**CCM** 4.10	43	0 %
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	**CCM** 7.6	746	7 %
Production d'électricité par bioénergie	**CCM** 4.8	15	0 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	169	2 %
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	**CCM** 4.20	34	0 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	**CCM** 7.3	141	1 %
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	**CCM** 9.3	444	4 %
Valorisation de matières à partir de déchets non dangereux	**CCM** 5.9	14	0 %
Infrastruct. favorables transports routiers et publics faible CO_2	**CCM** 6.15	58	1 %
Recherche, développement et innovation proches du marché	**CCA** 9.1	299	3 %
OPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		**7 384**	**66 %**
dont activité habilitante		*2 870*	*26 %*
dont activité de transition		*3 432*	*31 %*
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)			
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.29	230	2 %
Réseaux transport, distrib. gaz renouvelables faible intensité de carbone	**CCM** 4.14	50	0 %
Cogénération haut rendt chaleur/froid élec. combustibles fossiles gazeux	**CCM** 4.30	18	0 %
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	**CCM** 4.5	22	0 %
Acquisition et propriété de bâtiments	**CCM** 7.7	147	2 %
OPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**467**	**4 %**
Total (A.1 + A.2)		**7 851**	**70 %**
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE			
Production d'électricité d'origine nucléaire hors UE		436	4 %
Autres activités non éligibles		2 905	26 %
OPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**3 341**	**30 %**
TOTAL (A + B)		**11 192**	**100 %**

(1) O- Oui, activité éligible et alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
N - Non, activité éligible mais non alignée sur la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
NEL - Non éligible, activité non éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.
EL - Éligible, activité éligible à la taxonomie pour l'objectif environnemental concerné.

Critères de contribution substantielle						Critères d'absence de préjudice important (DNHS - *Does Not Significantly Harm*)									
Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines(13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part des Opex alignée sur la taxonomie N-1 (18)	Catégorie activité habilitante (19)	Catégorie activité transitoire (20)
O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N/ NEL [1]	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	O/N	%	H	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	32 %	-	T
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	7 %	-	T
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	11 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	5 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	3 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	5 %	H	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	-	-
oui	nel	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	H	-
nel	oui	nel	nel	nel	nel	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	H	-
60 %	**6 %**					**66 %**	**66 %**	**66 %**	**66 %**	**66 %**	**66 %**	**66 %**	**70 %**		
31 %	8 %					39 %	39 %	39 %	39 %	39 %	39 %	39 %	22 %		
46 %	0 %					46%	46 %	46 %	46 %	46 %	46 %	46 %	39 %		
EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL	EL/NEL										
el	nel	nel	nel	nel	nel								3 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
el	nel	nel	nel	nel	nel								0 %		
4 %													**3 %**		
													73 %		

3.2.7.4.4 Information réglementaire relative aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre des $CAPEX_T$

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	1 746	7 %	1 746	7 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	4 961	19 %	4 901	19 %	60	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX**	**8 907**	**33 %**	**8 139**	**30 %**	**768**	**3 %**
8	**TOTAL $CAPEX_T$**	**26 431**	**100 %**	**26 431**	**100 %**	**26 431**	**100 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	1 746	11 %	1 746	11 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	4 961	32 %	4 901	31 %	60	1 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur des CAPEX**	**8 907**	**57 %**	**8 139**	**52 %**	**768**	**5 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur des $CAPEX_T$**	**15 613**	**100 %**	**14 785**	**95 %**	**828**	**5 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	326	1 %	326	1 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	37	0 %	37	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX**	**371**	**2 %**	**355**	**2 %**	**16**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur des $CAPEX_T$**	**734**	**3 %**	**718**	**3 %**	**16**	**0 %**

	Activités économiques non éligibles à la taxonomie	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	7 327	28 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	415	1 %
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX**	**1 604**	**6 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur des $CAPEX_T$**	**10 084**	**38 %**

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre du chiffre d'affaires$_T$

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	31 547	27 %	31 547	27 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires**	**33 129**	**28 %**	**33 129**	**28 %**	**-**	**0 %**
8	**Total chiffre d'affaires$_T$**	**116 780**	**100 %**	**116 780**	**100 %**	**116 780**	**100 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	31 547	49 %	31 547	49 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur du chiffre d'affaires**	**33 129**	**51 %**	**33 129**	**51 %**	**-**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur du chiffre d'affaires$_T$**	**64 676**	**100 %**	**64 676**	**100 %**	-	**0 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	3 360	4 %	3 360	4 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	580	0 %	580	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux ligne 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires**	**1 527**	**1 %**	**1 508**	**1 %**	**19**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur du chiffre d'affaires$_T$**	**5 467**	**5 %**	**5 448**	**5 %**	**19**	**0 %**

	Activités économiques non éligibles à la taxonomie	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	4 778	4 %
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires**	**41 859**	**36 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur du chiffre d'affaires$_T$**	**46 637**	**40 %**

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre des $OPEX_T$

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	358	3 %	224	2 %	134	1 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	3 208	28 %	3 208	28 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX**	**3 818**	**34 %**	**3 254**	**29 %**	**564**	**5 %**
8	**Total $OPEX_T$**	**11 192**	**100 %**	**11 192**	**100 %**	**11 192**	**100 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	358	5 %	224	3 %	134	2 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	3 208	43 %	3 208	43 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur des OPEX**	**3 818**	**52 %**	**3 254**	**44 %**	**564**	**8 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur des $OPEX_T$**	**7 384**	**100 %**	**6 686**	**91 %**	**698**	**9 %**

		CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
	Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	230	2 %	230	2 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	18	0 %	18	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX**	**219**	**2 %**	**219**	**2 %**	**-**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur des $OPEX_T$**	**467**	**4 %**	**467**	**4 %**	**-**	**0 %**

	Activités économiques non éligibles à la taxonomie	**(en millions d'euros)**	**(en %)**
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	436	4 %
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX**	**2 905**	**26 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur des $OPEX_T$**	**3 341**	**30 %**

3.3 Informations sociales

3.3.1 Engagements sociaux du Groupe

Le bien-être des personnes et le développement de la solidarité sont des enjeux majeurs de la raison d'être du Groupe. Cela concerne aussi bien ses salariés que ses parties prenantes. Les quatre principaux engagements RSE identifiés dans cette famille d'enjeux concernent la santé et la sécurité de tous, l'éthique et les droits humains, l'action en faveur de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion et la lutte contre la précarité énergétique et pour l'innovation sociale.

Le groupe EDF a publié en 2021 un référentiel [1] rassemblant les engagements du Groupe ainsi que ses exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires, en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires. Ces engagements droits humains du groupe EDF ont été approuvés et signés par le Président-Directeur Général.

Les engagements s'appliquent aux activités d'EDF SA et de toutes les sociétés qu'elle contrôle, pour l'ensemble des collaborateurs du Groupe, à l'exception de RTE et d'Enedis.

La notion de relation d'affaires inclut les fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, ainsi que les partenaires dans les projets.

Dans le respect des obligations contractuelles, le manquement à ces exigences, répété et non corrigé après observations, peut entraîner la rupture des relations.

3.3.1.1 Engagements en matière de droits humains

3.3.1.1.1 Respect des standards internationaux

Le groupe EDF ne tolère aucune atteinte aux droits humains et libertés fondamentales, ni dans ses activités, ni dans celles de ses relations d'affaires lorsque leurs activités sont rattachées à cette relation [2].

Standards internationaux

En accord avec les Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains (UNGP), le groupe EDF s'engage à respecter *a minima* les standards internationaux de protection et de défense des droits humains et des libertés fondamentales, et en particulier la Déclaration universelle des droits humains, le Pacte international relatif aux droits civils et politiques, le Pacte international relatif aux droits économiques sociaux et culturels et les conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT). Depuis janvier 2025, le Groupe est membre de l'alliance TISFD (*Taskforce on Inequality and Social-related Disclosure*) dont l'objectif est d'encourager l'émergence de pratiques économiques favorisant des sociétés plus justes. Cette alliance regroupe une centaine d'organisations de divers secteurs.

Cas de conflit de normes

Dans le cas d'un conflit de normes entre les lois d'un pays où il exerce ses activités et ces standards internationaux, le groupe EDF s'attache à trouver des solutions permettant de se conformer à l'esprit de ces standards internationaux, tout en respectant les lois nationales.

Démarche de vigilance

Pour s'assurer du respect des droits humains et des libertés fondamentales dans le cadre de ses activités, le groupe EDF met en place une démarche de vigilance, pour identifier, évaluer et prévenir tout risque d'atteinte aux droits humains et aux libertés fondamentales. Cette démarche de vigilance est établie conformément à la loi française sur le devoir de vigilance et à partir des recommandations des Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains.

Personnes vulnérables

Le groupe EDF s'engage à accorder une attention particulière aux impacts de ses activités sur les personnes reconnues comme vulnérables par le droit international des droits humains et à enquêter en toute transparence, impartialité et bonne foi sur toute allégation d'atteinte aux droits humains ou liberté fondamentale liée aux activités exercées par les entités du Groupe, prestataires et sous-traitants.

Cas d'atteinte avérée

Si une atteinte aux droits humains ou libertés fondamentales est avérée dans le cadre des activités exercées par les entités du Groupe, le groupe EDF s'engage à dialoguer avec les victimes et/ou leurs représentants en vue de remédier à la situation, conformément aux OECD *Principles for Multinational Enterprises* auxquels le groupe EDF adhère.

Des fiches pratiques pour mieux comprendre les engagements de droits humains du Groupe

Une série de huit fiches thématiques déclinent et contextualisent chaque engagement de droits humains publié dans le document « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF », publié en 2021. Ces fiches, déclinées en 5 langues (français, anglais, espagnol, italien et mandarin) explicitent les engagements du Groupe, les cadres internationaux de référence, les définitions relatives à ces engagements, les principaux facteurs de risques, les principales actions de maîtrise des risques et les outils disponibles le cas échéant, sur les thématiques suivants :

- les conditions justes et favorables de travail ;
- les forces de sécurité ;
- la lutte contre le harcèlement et la violence au travail ;
- la non-discrimination ;
- la liberté d'association ;
- les populations autochtones ;
- le travail des enfants ;
- le travail forcé.

3.3.1.1.2 Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur

La politique RSE du Groupe couvre également les engagements du Groupe en termes de droits des collaborateurs et des travailleurs de la chaîne de valeur. Ces engagements se traduisent notamment via les éléments décrits ci-après.

Pour plus de détails sur la politique RSE, voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise » et pour la gouvernance, à la section 3.1.2 « Gouvernance ».

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits humains internationalement reconnus ci-après, qui représentent les enjeux saillants identifiés dans la cartographie des risques compte tenu de ses activités, et demande à ses relations d'affaires de les respecter.

Les droits des collaborateurs

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits humains et les libertés fondamentales en se conformant *a minima* aux dispositions des normes de l'Organisation internationale du travail (OIT). Plus de détails sont disponibles dans la section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux ».

(1) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf
(2) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/bien-etre-et-solidarite/droits-humains

Lutte contre les discriminations

En termes de lutte contre la discrimination, le groupe EDF garantit l'équité de traitement des salariés et s'oppose à toute distinction, exclusion ou préférence, qu'elle soit fondée, sur la supposée race, sur la couleur de peau, le genre, l'âge, la religion, l'opinion politique, l'ascendance nationale, l'origine sociale, le handicap, la situation familiale, l'orientation sexuelle ou l'identité de genre. Dans les pays où il opère et pour ses propres activités, le groupe EDF s'investit activement pour l'égalité professionnelle et de traitement à travail égal entre les femmes et les hommes du Groupe et pour développer la mixité dans les équipes de travail à tous les niveaux de l'entreprise. La diversité est encouragée à tous les niveaux des collectifs de travail et les salariés doivent être protégés contre toutes formes de discriminations ou de représailles.

Lutte contre le harcèlement, le sexisme et les violences

Le groupe EDF ne tolère aucune pratique de harcèlement ou de violence sous quelque forme que ce soit sur le lieu de travail ou en dehors de celui-ci, si cette pratique est liée aux relations professionnelles qui ont pu y être nouées. Le Groupe s'engage à lutter et à protéger ses salariés contre toute forme de harcèlement, de sexisme et de violences sur le lieu de travail.

Rejet de toute forme de travail forcé

Le groupe EDF rejette toute forme de travail forcé, tel que défini par les Conventions fondamentales de l'OIT, ainsi que toute forme de trafic d'êtres humains. En particulier, pour les projets et activités mis en œuvre, le Groupe veillera au consentement libre et éclairé des salariés à l'exécution de l'ensemble de leurs missions. Le groupe EDF veille en particulier à ce que ses intermédiaires et agences de recrutement n'aient pas recours à des pratiques susceptibles de déboucher sur du travail forcé. Le Groupe s'engage à ne pas entraver la libre circulation des travailleurs et veille en particulier à ne confisquer en aucun cas les documents de voyage, les papiers d'identité ou tout autre objet personnel des travailleurs.

Rejet de toute forme de travail des enfants

Le groupe EDF rejette toute forme de travail des enfants, tel que défini par les conventions fondamentales de l'OIT. Le Groupe s'engage à n'employer que des personnes âgées d'au moins 15 ans (hors exceptions définies par la convention 138 de l'OIT) et d'au moins 18 ans pour les travaux considérés comme dangereux comme prévu dans la convention de l'OIT.

Liberté d'association, droit à la négociation collective, droits syndicaux

Le groupe EDF respecte la liberté d'association et le droit à la négociation collective définis par l'OIT. Le Groupe reconnaît que tous les salariés sont libres de former et/ou d'adhérer à une organisation de travailleurs de leur choix et n'interfère pas avec ce droit.

Conformément à l'Accord cadre mondial sur la Responsabilité sociale du Groupe, le groupe EDF s'engage à respecter et protéger l'autonomie et l'indépendance des organisations syndicales, dans le respect des législations et réglementations en vigueur. Cet accord vise à garantir l'exercice effectif des droits syndicaux et reconnaît comme interlocutrices et partenaires les organisations syndicales représentatives dans l'entreprise. Le groupe EDF respecte une stricte neutralité quant au choix de ses salariés d'appartenir ou non à un syndicat, et le cas échéant quant au choix du syndicat par lequel ils souhaitent être représentés. Les salariés ne sont pas discriminés en raison de leur affiliation et/ou activités syndicales. Le groupe EDF prévoit notamment un nombre d'heures dédié à l'exercice des fonctions et mandats syndicaux, ainsi qu'un parcours encadré pour les salariés exerçant des mandats représentatifs et/ou syndicaux. Le groupe EDF interdit tout harcèlement, intimidation, sanction ou discrimination à l'encontre d'un employé en raison d'activités syndicales et ne décourage pas l'employé d'adhérer à des organisations de son choix. Le Groupe respecte le droit à la négociation collective et le rôle des organisations de travailleurs aux fins de la négociation collective.

Durée du travail

Le groupe EDF respecte les normes de l'OIT, toutes les lois et les règlements applicables en ce qui concerne la durée du travail, fondées sur les principes suivants : sauf exceptions mentionnées par l'OIT, les semaines de travail régulières ne dépassent pas 48 heures ; la semaine de travail est limitée à 60 heures, y compris les heures supplémentaires ; les travailleurs ont au moins un jour de repos tous les sept jours de travail, sauf en cas d'urgence ou de situation inhabituelle ; la durée des congés payés est au minimum de trois semaines de travail pour une année de service ; le congé de maternité est de 14 semaines minimum.

Rémunération, conditions de travail et avantages sociaux

Le groupe EDF vise à respecter les normes de l'OIT en ce qui concerne la rémunération, les conditions de travail et les avantages sociaux. Le Groupe s'engage à payer un salaire décent qui permette aux salariés et à leur famille de subvenir à leurs besoins essentiels et à fournir une couverture sociale adéquate à l'ensemble de ses salariés. Le groupe EDF veille à ce que ses employés, lorsque leur logement est fourni par l'entreprise, bénéficient de conditions de logement ou d'hébergement décentes, telles qu'elles soient conformes aux normes de l'OIT.

Au sein du groupe EDF, en 2024, l'ensemble des salariés perçoivent un salaire décent, conformément aux indices de référence applicables.

Respect de la santé et sécurité de tous

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est au cœur de la stratégie du Groupe. Pour faire face à ses enjeux industriels et commerciaux, le Groupe se doit d'être un employeur et un client socialement responsable et engagé, référent en termes de santé et de sécurité.

Le groupe EDF s'engage en faveur de la santé et de la sécurité de tous, notamment en matière de santé environnementale, de développement de la qualité de l'air, de réduction des nuisances sonores, visuelles ou lumineuses, d'offres commerciales liées au confort et au bien-être. Les entités du Groupe respectent les plus hauts standards définis dans la politique de sûreté nucléaire, le référentiel de sûreté hydraulique et la politique prévention santé sécurité Groupe. Enfin, chaque nouveau projet est analysé sous l'angle de la santé et de la sécurité des personnes qui y participent, et au regard de son impact sur l'environnement et sur la santé des riverains [1].

La politique santé et sécurité du Groupe a été actualisée en avril 2024.

Le Groupe ambitionne d'être une référence en matière de santé et de sécurité. La politique s'appuie sur un engagement conjointement signé du Président-Directeur Général et l'ensemble des membres du Comité exécutif. La politique définit un cadre de cohérence dans lequel s'inscrivent les politiques des différentes filiales du Groupe, ainsi que leurs plans d'action. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées, dans tous les pays où EDF opère. Elle concerne ses salariés comme ses sous-traitants.

Les priorités de la politique sont d'abord d'éradiquer les accidents graves et les accidents mortels, mais aussi de réduire le nombre d'accidents et de lutter contre l'absentéisme, d'améliorer la santé physique et psychologique de ses salariés au travail. La politique vise à ancrer dans l'ensemble du Groupe le socle constitué par les règles vitales du Groupe et le cadre de référence du management de la santé sécurité BEST.

Une revue des résultats santé sécurité et de suivi des plans d'action est réalisée régulièrement par le Comité exécutif du Groupe. Un Comité stratégique santé sécurité Groupe pilote le déploiement de la politique.

EDF est engagée pour l'amélioration de la santé physique et psychologique de ses salariés et de ses sous-traitants. La priorité absolue est de les protéger et, en premier lieu, d'éradiquer les accidents graves et mortels.

(1) Voir notamment le guide des exigences BEST des exigences du groupe EDF pour le Management de la Santé Sécurité, et son outil d'autoévaluation.

Dans la continuité des démarches menées dans le Groupe en vue d'éradiquer les accidents graves et mortels, la politique ambitionne de développer une exigence collective de sécurité portée par les salariés du Groupe et les salariés des sous-traitants. Elle renforce la dynamique de progrès avec les prestataires en promouvant la réalisation d'actions communes (EDF et partenaires) sur le terrain (visites communes, chartes...).

3.3.1.1.3 Les droits des communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités et s'engage également à organiser de façon systématique, et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet lié à une installation mobilisant un budget de plus de 60 millions d'euros et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.

Le Groupe reconnaît le rôle des défenseurs des droits humains et de l'environnement de tous horizons, aussi bien parmi ses fournisseurs que dans la société civile. Il s'engage à ne pas porter atteinte à l'exercice de leurs droits et veille à identifier les risques pesant sur les défenseurs des droits humains et de l'environnement du fait de ses activités commerciales et à leur permettre de s'exprimer librement sur ses activités.

Le groupe EDF identifie, pour tout projet, les risques d'impacts sur la santé, les conditions de vie et l'environnement des communautés locales, en se référant aux normes de performance de la Société financière internationale (Groupe Banque mondiale) et propose les mesures appropriées.

Populations autochtones

Le groupe EDF s'engage à respecter les spécificités et les droits des populations autochtones tels que définis dans la déclaration de l'ONU sur les droits des peuples autochtones (UNDRIP) et dans la convention 169 de l'OIT, qui stipule en particulier que « les peuples autochtones ne peuvent être enlevés de force à leurs terres ou territoires ; aucune réinstallation ne peut avoir lieu sans le consentement préalable – donné librement et en connaissance de cause – des peuples autochtones concernés et un accord sur une indemnisation juste et équitable ».

Conscient des particularités des peuples autochtones, le groupe EDF s'engage à respecter les meilleurs standards internationaux en la matière et, plus spécifiquement, la DNUDPA (Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones), la convention 169 de l'OIT ainsi que les normes de la Banque Mondiale. Le Groupe reconnaît notamment les critères de caractérisation des peuples autochtones inclus dans ces standards, notamment « la préexistence » historique et géographique, « la différence culturelle », « l'auto-identification » et « l'absence de domination ». Le groupe EDF respecte les droits individuels et collectifs des peuples et communautés autochtones, notamment leur droit à l'autodétermination, leur droit à la terre, aux territoires et aux ressources et leur droit au CLIP (consentement libre informé et préalable ou *Free Prior and Inform Consent* - FPIC) dans le cadre de ses projets et activités, tels que définis par la convention 169 de l'OIT.

Dans le cas où son activité menace ou affecte les moyens d'existence d'une communauté, le Groupe met en place des mesures d'indemnisation et/ou de restauration de ces moyens d'existence *a minima* au niveau pré-activité.

Le groupe EDF s'engage à respecter et protéger ou à sauvegarder, en accord avec les populations concernées, les héritages culturels, religieux ou patrimoniaux présents sur le foncier utilisé dans le cadre de l'exercice de son activité.

En termes de recours à des forces de sécurité, le Groupe s'engage à assurer la sécurité de ses employés et de ses sites dans le strict respect des droits humains, y compris ceux des communautés locales, et n'autorise pas le recours à la force, sauf fins préventives ou défensives proportionnées à la nature et à la gravité de la menace.

3.3.1.1.4 Les droits des consommateurs et utilisateurs finaux

EDF inscrit son plan de vigilance dans le cadre des Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains (UNGP [1]), des Principes directeurs de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), des conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT) et de la Charte internationale des droits de l'homme de l'ONU.

Dans ce cadre, le Groupe a publié sur son site Internet son référentiel devoir de vigilance intitulé « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF ». Ce référentiel rassemble les engagements et exigences du groupe EDF (EDF et les sociétés qu'elle contrôle) et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes, d'éthique des affaires. Ces engagements concernent notamment les droits humains pertinents pour les consommateurs et utilisateurs finaux.

Ce plan de vigilance ainsi que d'autres documents spécifiques aux droits humains ont été considérés pour identifier les impacts, risques et opportunités matériels relatifs aux consommateurs et utilisateurs finaux. Pour plus d'informations sur ces IRO ainsi que les actions de remédiation aux impacts sur les droits humains (voir la section 3.3.5 « ESRS S4 - Consommateurs et utilisateurs finaux »). Cette section détaille également les politiques relatives aux consommateurs et utilisateurs finaux, alignées sur les instruments internationalement reconnus applicables tels que les principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains. La section inclut des détails sur d'éventuels cas signalés de non-respect des instruments internationalement reconnus qui impliquent des consommateurs ou des utilisateurs finaux dans sa chaîne de valeur en amont et/ou aval d'EDF.

Depuis 2022, une personne spécialiste des entreprises et droits humains est dorénavant membre du Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF afin de mieux intégrer cette expertise au sein de cette instance. Instance privilégiée en matière de dialogue avec les parties prenantes externes, le Conseil de Parties Prenantes du Groupe est un collectif multidisciplinaire, paritaire et bénévole composé de treize personnalités issues de la société civile, notamment représentants de consommateurs.

3.3.1.2 Système d'alerte du groupe EDF

La procédure d'alerte du groupe EDF a été révisée en 2023 afin de prendre en compte la loi Waserman du 21 mars 2022, transposant en droit français la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte, ainsi que son décret d'application du 4 octobre 2022. Après validation par les instances compétentes, la procédure d'alerte révisée est entrée en application le 1er juin 2023.

3.3.1.2.1 Champ d'application

Pour sécuriser le traitement des signalements et renforcer la confidentialité et la sécurité des données à caractère personnel, le Comité exécutif a mis en place en 2018 une plateforme d'alerte unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin 2 et de la loi sur le devoir de vigilance ainsi que ceux émanant de salariés et collaborateurs externes, voire de tiers témoins directs, alléguant de faits de harcèlement et discrimination. Cette plateforme bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception des filiales du domaine régulé, Enedis et RTE qui disposent de leur propre dispositif d'alerte pour respecter leur indépendance de gestion.

Tout alerteur peut choisir d'utiliser la plateforme d'alerte Groupe ou les autres canaux mis à la disposition des collaborateurs (manager, ressources humaines, représentants du personnel, responsable éthique et conformité local, médiateur...).

Le référent de la procédure de recueil et de traitement des signalements du groupe EDF, désigné par le Comité exécutif, est la Direction Éthique & Conformité Groupe (DECG) [2].

(1) *United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights.*

(2) Décret du 4 octobre : le référent a pour mission de recueillir le signalement et d'en assurer le traitement dans le respect de la procédure. Ce référent est désigné par l'entreprise.

Les informations concernant le dispositif d'alerte sont disponibles sur le site internet EDF, donc accessibles à tous (collaborateurs externes, fournisseurs et sous-traitants et tiers (clients, riverains, etc.). Il est notamment rappelé sur le site, que la procédure d'alerte du Groupe garantit une protection contre toutes mesures de représailles ou mesures discriminatoires, à tout auteur de signalement qui remplit les conditions prévues par la législation en vigueur. Ces points figurent également dans le « Guide support de l'alerteur » ainsi que sur le code de conduite d'EDF.

Ces informations sont également disponibles sur l'intranet, avec notamment une animation sur le dispositif d'alerte groupe avec notamment une vidéo, le Guide support de l'alerteur, et le lien vers la plateforme Groupe ; un affichage est également effectué sur les sites (« *Comment alerter ?* » qui décrit synthétiquement les salariés et collaborateurs qui peuvent faire un signalement, les faits qui peuvent être signalés, le respect de la confidentialité et la protection du lanceur d'alerte, ainsi que les modalités de saisine du dispositif d'alerte, avec un QR code permettant d'accéder directement au guide support ainsi qu'un QR code permettant d'accéder directement à la plateforme externalisée).

En outre, chaque Responsable Éthique et Conformité d'entité (Directions d'EDF et filiales) est en charge de la communication sur la procédure d'alerte auprès des salariés (relais de l'information par le biais de leur propre communauté ou lors d'opérations de sensibilisation, notamment dans le cadre de la semaine « Éthique & Conformité Tous Acteurs »). Concernant les fournisseurs et sous-traitants, le dispositif d'alerte figure dans la charte RSE entre EDF et ses fournisseurs, pièce constitutive du marché.

3.3.1.2.2 Accessibilité de la plateforme

La plateforme d'alerte Groupe, gérée à partir d'un serveur indépendant, déconnecté du SI d'EDF, est accessible en permanence par le site internet du groupe EDF. Son interface est en plusieurs langues (français, anglais, italien, espagnol, allemand, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix.

En local, il est possible d'effectuer une alerte par écrit, auprès du Responsable Éthique et Conformité ou de la hiérarchie, des ressources humaines et de toutes autres fonctions habilitées dans la note de mise en œuvre locale de l'entité.

EDF Renouvelables utilise le *Grievance Mechanism* du groupe EDF. Pour certains grands projets internationaux, un système de *grievance* local est mis en place.

3.3.1.2.3 Dépôt de signalements

La procédure d'alerte du groupe EDF permet de signaler des faits constitutifs :

- d'une violation ou d'une tentative de dissimulation d'une violation de la loi ou règlement, en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'une violation ou d'une tentative de dissimulation d'une violation d'un engagement international ratifié par la France, du droit de l'Union européenne ou du code de conduite en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'une menace ou d'un préjudice pour l'intérêt général en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'un risque ou d'une atteinte grave aux droits humains et aux libertés fondamentales, à la santé et à la sécurité des personnes ou à l'environnement, en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF et de ses relations d'affaires.

3.3.1.2.4 Analyse de la recevabilité des signalements

Une fois le signalement saisi, l'alerteur reçoit un accusé de réception dans un délai de 7 jours à partir de cette réception. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dans les pays où cela est autorisé. Ces signalements anonymes sont recevables dès lors que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés.

Chaque signalement fait l'objet d'un examen de recevabilité par le comité des alertes de la DECG afin de déterminer, avant le lancement de l'instruction des faits signalés, s'il remplit les critères définis à la section 3.3.1.2.3 « Dépôt de signalements » et si le régime de protection adéquat peut être identifié.

Pendant la phase de recevabilité, le destinataire du signalement peut échanger avec l'alerteur et s'appuyer sur des experts (Direction Éthique et Conformité Groupe, Direction Juridique, Responsables Éthique et Conformité, Responsables Devoir de vigilance) afin d'obtenir les informations complémentaires nécessaires à la finalisation de l'analyse de recevabilité.

3.3.1.2.5 Traitement des signalements recevables

Une fois la recevabilité du signalement confirmée, le responsable de l'enquête désigné signe un engagement de confidentialité spécifique et dispose d'un délai maximum de trois mois pour communiquer à l'alerteur des informations sur les mesures envisagées ou prises afin de remédier à l'objet du signalement et sur les motifs de ces dernières.

L'instruction des faits signalés (vérification des faits, interviews des personnes concernées, recherche d'éléments de preuve, etc.) est réalisée avec l'appui d'experts métiers, des responsables éthique et conformité d'entité ou de filiale, de directions support, (DECG, DRH, DSIE, DJ, Direction de l'audit...), ou encore, lorsque cela s'avère nécessaire, d'un conseil externe. Ces experts sont soumis aux mêmes obligations strictes de confidentialité (avec la signature préalable d'un engagement de confidentialité).

À l'issue de l'instruction des faits, si la réalité des faits signalés est constatée, un plan d'actions est mis en œuvre. L'alerte ne sera clôturée qu'après la réalisation complète de ce plan d'actions.

3.3.1.2.6 Protection des lanceurs d'alerte : les mécanismes en place pour identifier, signaler et examiner les cas de non-respect/comportements illicites

La procédure de traitement des alertes du Groupe a été revue courant 2023 en vue d'intégrer les évolutions liées à la transcription en droit français de la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte. La procédure d'alerte éthique, conformité et devoir de vigilance du Groupe s'applique à toutes les entités du groupe EDF. Cette procédure d'alerte garantit une protection contre toutes mesures de représailles ou mesures discriminatoires, à tout auteur de signalement qui remplit les conditions prévues par la législation en vigueur. La Direction Éthique et Conformité Groupe est responsable du pilotage et du suivi de la mise en œuvre de cette procédure. Comme indiqué dans Le Guide support de l'alerteur, accessible sur le site internet d'EDF, le statut de lanceur d'alerte couvre la protection professionnelle contre toutes mesures de représailles, et la DECG conserve également des données archivées afin d'assurer la protection du lanceur d'alerte (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

3.3.1.2.7 Résultats 2024

Les résultats des alertes sont consolidés et figurent dans le rapport annuel éthique et conformité transmis au Comité exécutif et présenté au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration d'EDF. La DECG a effectué une consolidation de toutes les alertes recevables effectuées en 2024 au sein du groupe EDF, et Enedis (via le dispositif Groupe ou via tout autre canal).

En 2024, 449 alertes recevables ont été enregistrées (dont 93 dans le dispositif d'alerte Groupe). 335 alertes concernent des faits localisés en France et 114 à l'étranger. 151 concernent EDF et 298 les filiales du Groupe. La catégorie harcèlement/discrimination représente 45 % des alertes. En 2024, 65 % des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires (seize licenciements prononcés pour des faits de harcèlement avérés). 42 % des alertes dont les faits étaient non avérés ont néanmoins donné lieu à des actions d'amélioration des processus.

Typologies des signalements	Alertes recevables en 2024 toutes typologies de parties prenantes concernées
Droits et protection des personnes	46
dont droits humains	1
Harcèlement – discrimination	203
Fraudes – corruption et conflits d'intérêts	139
Autres catégories	61

Typologies des parties prenantes impliquées sur les alertes relatives aux droits humains :	Alertes recevables en 2024
Total alertes droits humains	1
• Dont travailleurs de la chaîne de valeur	1
• Dont communautés affectées	0
• Dont consommateurs ou utilisateurs finaux	0

À noter pour ces résultats 2024 :

- signalements recevables dans le dispositif Groupe : 61 % en 2024 ;
- résultat 2024 des investigations à la suite des alertes : 45 % des investigations sont non avérées, 46 % avérées et 9 % partiellement avérées ;
- relation de l'alerteur avec le Groupe (tous canaux confondus) : 80 % salarié, 10 % tiers, 9 % collaborateur extérieur, 1 % collaborateur occasionnel.

Mesures prises à la suite des alertes (tous canaux confondus) : 57 % correctives, 10 % disciplinaires et correctives, 22 % disciplinaires, 6 % judiciaires, 4 % judiciaires et correctives, 1 cas disciplinaires, judiciaires et correctives et 1 cas disciplinaires et judiciaires.

3.3.1.2.8 Focus sur les incidents graves en matière de droits humains pour les effectifs de l'entreprise

Incidents pour discrimination et harcèlement

Comme expliqué dans la section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 », les alertes pour des faits de harcèlement/discrimination sont suivies dans une catégorie distincte par le système d'alerte.

Certains faits de harcèlement/discrimination, remontés ou non par le système d'alerte, peuvent donner lieu à des amendes, pénalités et indemnisation des dommages.

Ces incidents pour harcèlement/discrimination ont engendré des conséquences financières pour EDF, plus précisément le montant des indemnisations versées, en vertu d'une décision judiciaire devenue définitive, par EDF en 2024 pour les infractions susvisées s'élève à 35 000 € pour harcèlement et 18 000 € pour discrimination. Les condamnations pour discrimination et harcèlement moral sont liés à des déroulements de carrières considérés par les juges comme étant anormaux, notamment en raison de mutations d'office imposées injustifiées. Par ailleurs, une condamnation fait référence à de la discrimination syndicale lors de sa réintégration après une convention de détachement syndical.

Sont prises en compte les amendes, sanctions et/ou indemnisations effectivement décaissées par une entité du Groupe. Les prçovisions, ainsi que les condamnations pour lesquelles un appel avec effet suspensif est en cours sont donc exclues.

Incidents graves recensés en matière de droits humains

Sont collectés le nombre d'incidents graves et plaintes en matière de droits humains affectant les effectifs du Groupe au cours de la période de référence, ainsi que le montant total des amendes, sanctions et indemnisations pour les dommages résultant de ces incidents/plaintes.

Selon les principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales sur la conduite responsable des entreprises, sont notamment compris comme des violations des droits humains dans le cadre du droit du travail les cas de :

- discrimination au travail fondée sur le genre, la race ou l'origine ethnique, la nationalité, la religion ou les convictions, le handicap, l'âge, l'orientation sexuelle, ou d'autres formes pertinentes de discrimination,
- harcèlement en tant que forme de discrimination spécifique,
- travail forcé ou obligatoire,
- traite d'êtres humains,
- exploitation d'enfants par le travail,
- manquement au devoir d'établir un environnement de travail sûr et sain,
- non-respect du droit des travailleurs de constituer des syndicats et des organisations représentatives de leur choix ou de s'y affilier.

Doivent uniquement être prises en compte les violations listées ci-dessus. Sont ainsi exclues les violations liées à une réglementation locale plus contraignante que le droit international. Le Guide interprétatif ONU 2012 concernant le Principe directeur 14 prévoit que « la gravité des incidences sera établie en fonction de leur ampleur, de leur étendue et du fait de savoir si elles sont irrémédiables ou non ». Cela signifie que la gravité de l'incidence (son ampleur) et le nombre d'individus qui sont ou seront concernés (son étendue) entrent tous deux en ligne de compte. L'aspect « irrémédiable » est le troisième facteur important, utilisé ici pour signifier toute limite sur la capacité à rétablir ceux qui sont concernés dans une situation au moins identique, ou similaire, à leur situation avant l'incidence négative.

Sur les conventions de l'OIT opposables et les exigences et engagements du Groupe face aux incidences possibles, ce dernier a établi un référentiel « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires » disponible sur le site internet d'EDF [1].

Il n'y a pas eu d'incident grave recensé en matière de droits humains en 2024 (une alerte est en cours de traitement, elle est non comptabilisée car non avérée à ce stade de l'instruction). Sont prises en compte les amendes, sanctions et/ou indemnisations effectivement décaissées par une entité du Groupe. Les provisions, ainsi que les condamnations pour lesquelles un appel avec effet suspensif est en cours sont donc exclues. Sont également prises en compte les saisines des Points de contact nationaux (PCN) de l'OCDE.

(1) www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf

3.3.2 ESRS S1 - Effectif de l'entreprise

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits humains et les libertés fondamentales de ses collaborateurs, en se conformant notamment aux dispositions des normes de l'Organisation internationale du travail (OIT).

Conscient de sa responsabilité dans le développement de l'égalité, du respect de la diversité et des valeurs d'inclusion, le groupe EDF s'engage, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations et à soutenir la parentalité. En tant qu'employeur socialement responsable, le Groupe s'engage à maintenir et parfaire un haut niveau de dialogue social et ambitionne de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, en intégrant toutes les dimensions de la Responsabilité sociétale des entreprises (RSE) dans les activités et les projets, et en donnant les moyens aux salariés de développer leur employabilité tout au long de leur carrière.

Le groupe EDF s'engage en faveur de la santé et de la sécurité de tous. À ce titre, le Groupe développe les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique, de politiques santé pour ses salariés et ses sous-traitants (diminuer les accidents, éradiquer les accidents mortels, développer la gestion des risques psycho-sociaux, adapter les modes d'organisation du travail (notamment dans un contexte de changement climatique), garantir un haut niveau de protection sociale).

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Droits humains [1] (*cf.* sections 3.3.2.3 et 3.3.1)	Atteintes aux droits des travailleurs	Les activités de construction et d'exploitation peuvent engendrer des conditions de travail détériorées et porter atteinte aux droits des salariés.	Court terme
Santé et sécurité de tous [1] (*cf.* section 3.3.2.6)	Santé et sécurité de tous (transverses normes S)	Les activités et éventuels accidents/incidents, dont ceux en lien avec la sûreté, sur toute la chaîne de valeur peuvent affecter la santé et la sécurité des travailleurs et des sous-traitants (ex. produits chimiques, rayonnements ionisants, troubles musculosquelettiques et troubles anxio-dépressifs) ainsi que la santé et sécurité des communautés locales (ex. accident lors de transport de matières premières, accidents d'exploitation, pollutions des sols/air/eau, génération de déchets, recours à des forces de sécurité).	Court et moyen termes
	Amélioration des conditions de travail	Les possibilités d'aménagement de temps de travail offertes par le Groupe (congés spécifiques et flexibilité du temps de travail) ainsi que les actions de soutien hors cadre professionnel (notamment cellule psychologique) peuvent améliorer les conditions de travail des salariés.	Court et moyen termes
Égalité, diversité et inclusion pour tous [1] (*cf.* section 3.3.2.7)	Discrimination	Le cadre professionnel peut être à l'origine d'évènements de discrimination portant atteinte aux droits et libertés des individus concernés (ex. incidents, harcèlement, inégalités de salaires).	Court, moyen et long termes
	Égalité, diversité et inclusion	L'engagement du groupe EDF dans les actions d'égalité, diversité et inclusion a un impact positif sur les salariés et la société (par exemple via des actions dans l'enseignement pour inciter les femmes aux carrières scientifiques, etc.).	Court, moyen et long termes
Développement des compétences (*cf.* sections 3.3.2.4 et 3.3.2.5)	Développement des compétences	La formation des employés, ainsi que certains programmes de mobilité professionnelle offerts par le Groupe, permettent le développement des compétences des salariés.	Court, moyen et long termes

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Droits humains [1] (*cf.* section 3.3.2.3)	Risques liés aux droits humains	Les risques de violations des droits humains au sein des activités du Groupe peuvent mener à des conséquences financières, légales et réputationnelles.
Dialogue social (*cf.* section 3.3.2.2)	Dialogue social	Un dialogue social bloqué ou dégradé risque d'entraver la production d'énergie, le développement des projets ainsi que des offres & services, et d'impacter l'engagement des salariés et dès lors la mise en œuvre de la stratégie du Groupe.
Santé et sécurité de tous [1] (*cf.* section 3.3.2.6)	Accidents/incidents de santé et sécurité	Les accidents/incidents du travail de salariés peuvent perturber le bon fonctionnement de la production et entraîner une hausse des coûts opérationnels et dépenses extraordinaires.
Développement des compétences (*cf.* sections 3.3.2.4 et 3.3.2.5)	Inadéquation des compétences	Les risques d'inadéquation des compétences en externe et en interne (ex. pour les besoins des filières renouvelables ou nucléaires) peuvent générer des tensions sur les ressources et l'incapacité pour le Groupe de mettre en œuvre sa stratégie.
Attraction et fidélisation des travailleurs [2] (*cf.* section 3.3.2.4)	Attraction et fidélisation des travailleurs	Les conditions de travail, possibilités d'évolutions professionnelles, la performance RSE et la qualité du dialogue social au sein du groupe EDF (notamment via l'accord mondial RSE, la représentation des salariés au Conseil d'administration, etc.) représentent une opportunité d'attirer les compétences et fidéliser les salariés au sein du Groupe.

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.
(2) Sous-thème défini par EDF.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels.

Certains impacts potentiels ont été retenus comme matériels sans se fixer de cibles d'amélioration : le groupe EDF a mis en place des actions depuis des années permettant de les maîtriser, ce qui permet d'avoir des résultats à un niveau satisfaisant à date. Seule une divulgation des résultats est prévue à date du fait de l'importance des sujets, pour permettre aux utilisateurs du rapport de durabilité d'avoir accès à ces données. Les sujets sur lesquels le groupe EDF a prévu de progresser sont la santé sécurité ainsi que l'égalité, diversité et inclusion. La politique formation Groupe, prévue en 2025, permettra de travailler à l'établissement d'une cible pour les prochaines publications.

Une trajectoire des effectifs du Groupe calée sur ses orientations stratégiques

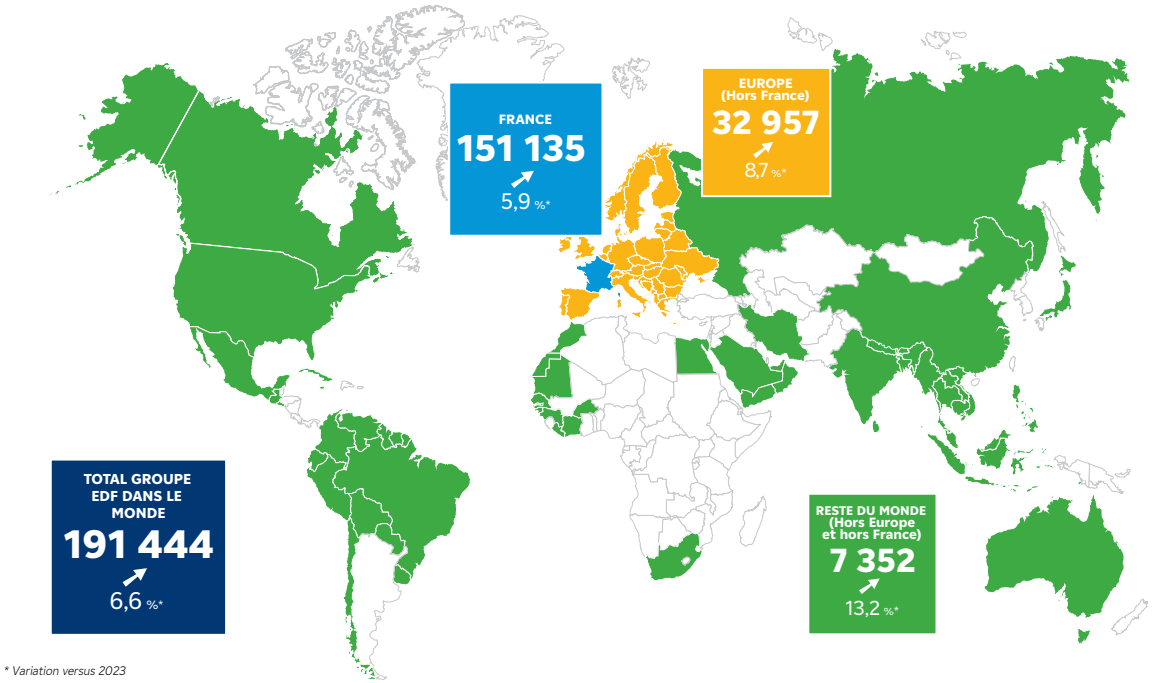
Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élèvent à 191 444 salariés au 31 décembre 2024 (filiales consolidées). La hausse de 6,6 % par rapport à 2023 s'explique par la croissance des besoins en compétences nécessaires aux filières de la transition énergétique, afin de répondre à des enjeux industriels sans précédent. En outre, Arabelle Solutions a rejoint le Groupe en 2024, ses effectifs venant renforcer les activités nucléaires du Groupe.

Effectifs du Groupe en France

Le groupe EDF poursuit sa transformation et adapte son modèle d'activité pour répondre aux enjeux de la transition énergétique en France : programme de maintenance des centrales existantes, nouveau nucléaire, développement des énergies renouvelables, renforcement des réseaux, développement de nouvelles offres commerciales notamment mobilité électrique, pompes à chaleur, optimisation des fonctions support, digitalisation des processus tertiaires internes, développement ciblé à l'international. Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent 151 135 salariés au 31 décembre 2024. L'effectif est en augmentation de 5,9 % par rapport à 2023. Les sociétés du Groupe dans le domaine de la prestation dans le nucléaire, des énergies renouvelables et des services énergétiques sont en forte croissance pour accompagner le développement de leur activité avec des hausses d'effectifs en France de 15 % pour Framatome et de 8 % pour Cyclife ; dans le domaine des énergies renouvelables, +5 % pour EDF Renouvelables en France.

Effectifs du Groupe à l'international

96 % de l'effectif total mondial du Groupe est européen et 79 % sur le périmètre France.



** Variation versus 2023*

Détail des effectifs salariés par pays dans lesquels le Groupe compte 50 salariés ou plus représentant au moins 10 % de son nombre total de salariés.

En nombre de salariés	2024
France	151 135
Royaume-Uni	19 165

3.3.2.1 Politiques concernant les effectifs du groupe EDF

3.3.2.1.1 La responsabilité sociale de l'entreprise

L'accord-cadre mondial Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF

Le 27 janvier 2025, le groupe EDF, 18 organisations syndicales représentant les salariés du Groupe et 2 fédérations syndicales mondiales (IndustriAll Global Union et PSI) signaient le nouvel accord-cadre mondial 2025-2030 sur la Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF. Cet accord engage tout le Groupe sur un socle de principes communs à toutes les sociétés qui le composent en matière de respect des salariés et de toutes les parties prenantes impactées par les activités et projets du Groupe et de lutte contre le réchauffement climatique.

L'ensemble des salariés des sociétés contrôlées par EDF sont couverts par les dispositions de cet accord collectif. Les sociétés du Groupe le portent dans une logique de progrès, en veillant à ce que leurs politiques, leurs activités et leurs pratiques respectent les engagements de cet accord. Le Groupe assure également la promotion de cet accord auprès de ses fournisseurs et sous-traitants.

Cet accord garantit en outre le droit à la négociation collective et traduit de façon effective son engagement de « faire du respect des droits humains une condition préalable à toutes ses activités et ne tolérer aucune atteinte au respect de ces droits, ni dans ses activités, ni chez ses fournisseurs, sous-traitants et partenaires ». Il affirme que dans le cas d'un conflit de normes avec les lois applicables dans les pays dans lesquels le groupe EDF exerce ses activités, celui-ci s'attache à appliquer les dispositions les plus protectrices des droits humains, tout en respectant les lois nationales. Afin d'assurer le portage de cet accord au long cours, les engagements en matière de déploiement dans les sociétés contrôlées ont notamment été renforcés.

Suivi de l'accord

Le CMDRSE (Comité mondial de dialogue sur la responsabilité sociale et environnementale) est le comité de suivi de la mise en œuvre et du respect des engagements de cet accord.

Ses principales missions :

- analyser le bilan du Groupe sous l'angle de la responsabilité sociale ;
- identifier les écarts et les axes d'amélioration ;
- arbitrer en cas de différences d'interprétation de dispositions de l'accord ;
- contribuer à la résolution de conflits liés à l'application d'un engagement de l'accord.

Sa composition : 25 membres issus de différentes sociétés du Groupe et représentant les signataires de l'accord. Il s'agit d'une instance internationale multilingue, à l'image du Groupe, au sein de laquelle se côtoient actuellement des Français, Britanniques, Allemands, Italiens, Belges, Brésiliens, Chinois et Polonais.

Le CMDRSE du nouvel accord se réunira en format « plénière », une fois par an, et en format restreint appelé « comité de pilotage » 2 fois par an pour préparer les travaux de la plénière annuelle. Les travaux se poursuivront par ailleurs entre les réunions sous la forme de groupes de travail constitués autour de thématiques à enjeux, telles que les modalités d'exercice du devoir de vigilance du groupe EDF au sein de sa chaîne d'approvisionnement, le respect des droits humains de ses salariés, de ceux de ses sous-traitants et des populations impactées par ses activités, la liberté syndicale et la transparence du dialogue social pour accompagner les transformations, les initiatives en faveur de la transition juste, l'ancrage des engagements de cet accord dans l'ensemble des sociétés contrôlées du Groupe.

En 2024, la dernière réunion plénière annuelle de l'accord mondial précédent s'est tenue au mois de juin en Belgique, précédée d'une journée de travail entre l'ensemble des organisations syndicales signataires et suivie d'une journée de formation sur le dialogue social international. Cette rencontre a par ailleurs permis aux représentants des salariés d'échanger avec des représentants du Groupe sur différents sujets au cœur de leurs préoccupations tels que l'actualité des projets de développement internationaux, la santé et la sécurité des salariés et des prestataires, ou encore des évolutions à venir dans le cadre de la nouvelle directive européenne sur le Devoir de vigilance (CS3D).

Une protection sociale ancrée dans la durée

En matière d'avantages sociaux, le Groupe est guidé par trois principes : un principe de responsabilité, un principe d'appropriation par les bénéficiaires, un principe d'équilibre entre compétitivité et durabilité. En effet, sur ce dernier point, assurer des avantages sociaux durables et adaptés au marché local nécessite en effet qu'ils soient financièrement soutenables à long terme tant pour les salariés que pour les employeurs.

3.3.2.1.2 La politique Prévention Santé Sécurité

Le respect de la santé et sécurité de tous est au centre des préoccupations du groupe EDF. La politique santé et sécurité a été actualisée en avril 2024. Voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur », le paragraphe « Respect de la santé et sécurité de tous ».

3.3.2.1.3 La politique de développement des compétences

La politique de développement des compétences « Groupe France » actualisée en 2022 vise à dynamiser la transformation des pratiques en matière de formation et de professionnalisation en vue de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, dans le contexte de la transition énergétique et notamment du développement du nouveau nucléaire. Elle a pour objectif de passer d'une gestion de la formation et de l'emploi à un management des compétences, et d'ancrer l'acquisition des apprentissages dans le cadre de l'entreprise apprenante et du *knowledge management*, démarches ayant comme objectif d'améliorer la circulation et la capitalisation des savoirs en favorisant le transfert, le partage, le stockage et la diffusion des connaissances. Il est prévu d'actualiser cette politique en 2025.

3.3.2.1.4 Lutte contre la discrimination et promotion de l'inclusion

Le groupe EDF fait de la diversité l'une des clefs pour réussir son projet d'entreprise « Ambitions 2035 ». C'est également un élément essentiel de ses engagements d'entreprise responsable en lien avec sa raison d'être. Rechercher et promouvoir la diversité des profils et leur parfaite intégration est déterminant pour permettre au Groupe d'être à l'image de ses clients et de la société civile. C'est aussi une des conditions de son attractivité.

La politique éthique et conformité Groupe (PECG) recense les programmes de conformité du Groupe ainsi que les principales règles que les dirigeants doivent connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de ces entités, Cette politique a fait l'objet d'une mise à jour en juin 2023. Elle comporte en outre le programme relatif à la prévention du harcèlement et de la discrimination. Les droits des collaborateurs couverts sont détaillés dans la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ».

Par ailleurs, le groupe EDF s'engage à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations, à soutenir la parentalité.

Au périmètre du Groupe France, des outils de formation et de sensibilisation ainsi que des documents de référence favorisant l'inclusion sont mis à disposition des salariés, de la filière RH et du management. Ces ressources visent à prévenir et lutter contre les discriminations portant sur le genre, l'orientation sexuelle, l'origine réelle ou supposée, les convictions religieuses, l'état de santé ou le handicap.

3.3.2.2 Processus d'interaction avec les effectifs du groupe EDF et leurs représentants

Afin de connaître le point de vue de ses salariés, le groupe EDF interagit à la fois par le canal du dialogue social mais également au travers d'enquêtes. Ils sont 136 318 à avoir ont répondu à l'enquête MyEDF Group en novembre 2024. Conduite par l'institut d'études internationales IPSOS, cette enquête, qui garantit strictement l'anonymat et la confidentialité des réponses, permet à l'intégralité des salariés du Groupe de s'exprimer sur leur situation professionnelle ainsi que la perception qu'ils ont de leur entreprise, au niveau local et aussi à l'échelle du Groupe.

3.3.2.2.1 Dialogue social

Le 1er semestre 2024 a été marqué par l'installation des Comités sociaux et économiques (CSE) et du Comité social et économique central (CSEC) à la suite des élections professionnelles de novembre 2023, avec l'organisation de séminaires d'installation permettant une meilleure intégration et sensibilisation des élus et représentants syndicaux au fonctionnement des CSE et de leurs commissions.

Dans ce contexte de renouvellement et d'installation des acteurs, le dialogue social a permis d'aborder de nombreux sujets stratégiques pour le Groupe dans les différentes instances (CSEC, CGF, CEE), parmi lesquels figure le Projet d'Entreprise « Ambitions 2035 », dont le lancement est intervenu en septembre 2024.

L'agenda social 2024 a fait l'objet de plusieurs échanges avec les délégués syndicaux centraux et les secrétaires syndicaux centraux en fin d'année 2023 et au cours de l'année 2024. La négociation d'un nouvel accord-cadre global sur la Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF a été conclue avec les représentants des salariés en novembre 2024 (voir la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale de l'entreprise »).

L'instance de concertation et de coordination de l'entreprise EDF (ICCE)

L'ICCE est un espace de dialogue social, d'échange et/ou de concertation avec les organisations syndicales représentatives à EDF, animé par la Directrice du Dialogue Social Groupe et organisée à un rythme trimestriel. On y échange sur des sujets de société ou d'évolution ne relevant pas de la compétence des IRP ou sur des sujets émergents, des décisions, ou des orientations politiques ; ont été présentés dans cette instance en 2024 le projet sur un socle social commun au groupe EDF, le dispositif « être ambassadeur du groupe EDF » et le socle commun de formation obligatoire au sein du Groupe.

Les instances représentatives du personnel (CSE, CGF, CEE)

L'ensemble des entreprises du groupe EDF a mis en place les instances représentatives du personnel conformément à la législation en vigueur et, pour la France, à l'occasion d'accords collectifs de mise en place des CSE et CSE centraux le cas échéant. Pour la maison mère EDF SA, la cartographie des Instances de représentation du personnel compte en 2024, 48 CSE d'établissement et un Comité social et économique central (CSE central). Par ailleurs, le groupe EDF a mis en place depuis 2001 un Comité d'entreprise européen, ainsi qu'un Comité Groupe France (CGF) depuis 2008.

Le Comité Groupe France (CGF)

Le Comité Groupe France, mis en place par accord collectif dès 2008 au sein du groupe EDF, est une instance de représentation du personnel des différentes sociétés du Groupe au périmètre France. L'accord collectif de 2018 rénovant l'instance étant arrivé à échéance en mai 2022, il a été mis à jour par accord unanime du 25 avril 2022.

Le CGF a pour mission d'assurer un dialogue social transverse sur le plan économique, financier ainsi que sur la situation et les perspectives d'emploi dans le Groupe. À ce titre, le Comité est informé sur plusieurs domaines :

- la stratégie, les perspectives, l'innovation et les activités émergentes, les synergies développées et l'activité générale du Groupe en France, sur le plan économique, industriel, commercial et environnemental ;
- la situation financière du Groupe en France avec notamment communication des comptes et du bilan consolidés ainsi que du rapport du commissaire aux comptes correspondant ;
- l'évolution et les prévisions d'emploi annuelles ou pluriannuelles ainsi que celles relatives à l'alternance et les actions éventuelles de prévention envisagées compte tenu de ces prévisions dans le Groupe en France et dans chacune des entreprises qui le composent. Les travaux des instances de dialogue en région sont également examinés en séance chaque année ;
- la mise en œuvre des politiques du groupe EDF et en particulier la santé et la sécurité au travail.

Le CGF regroupe 28 représentants des salariés des filiales françaises (EDF, Dalkia, EDF Renouvelables, Framatome, Enedis, IZI confort, Électricité de Strasbourg, Dalkia Electrotechnics).

En 2024, le CGF s'est réuni à 4 reprises ;

Les 4 séances ordinaires ont, entre autres, donné lieu à l'examen de la situation économique et financière du Groupe, les orientations stratégiques du Groupe, et ont également permis de partager le bilan de l'emploi et de la mobilité Groupe, le chantier Compétence, et le Bilan Santé Sécurité 2023 du Groupe avec un zoom sur Enedis.

Le comité d'entreprise européen (CEE)

Le Comité d'entreprise européen (CEE), mis en place par accord collectif dès 2001 (révisé en 2005 et 2015, puis par avenant du 21 novembre 2021) au sein du groupe EDF est une instance légale obligatoire de représentation du personnel des différentes sociétés du Groupe au périmètre de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. L'accord collectif, négocié dans le cadre de la directive européenne du 6 mai 2009 transposée dans le Code du travail par ordonnance du 20 octobre 2011, encadre la mise en place, le fonctionnement et l'attribution du CEE.

Le CEE a pour mission d'assurer un dialogue social transverse sur le plan économique, financier, stratégique ainsi que sur la situation et les perspectives d'emploi dans le Groupe et dans les filiales européennes. À ce titre, le Comité est informé sur plusieurs domaines :

- les actualités du Groupe, notamment sur la politique santé sécurité, la RSE et le devoir de vigilance ;
- la situation économique, financière et sociale du Groupe, au niveau européen notamment ;
- toute information jugée utile par le Président sur la stratégie du Groupe au niveau mondial.

Le Comité d'entreprise européen est composé de 38 représentants des salariés de la société mère et des filiales européennes (françaises, allemandes, britanniques, italiennes, belges et polonaises).

En 2024, le CEE se sera réuni à deux reprises lors de deux séances ordinaires. Le Secrétariat du CEE a été réuni à deux reprises en 2024 en préparation des séances plénières et ces réunions ont permis d'échanger sur l'actualité du Groupe en Europe et l'évolution du périmètre géographique du CEE.

Au travers des groupes de travail, les représentants du personnel du CEE réalisent des travaux à l'échelle européenne en lien avec l'actualité européenne et les politiques Groupe (santé sécurité, fermeture de sites, comptes consolidés, transition énergétique, égalité et diversité).

Devoir de vigilance et dialogue social

Le CDRS constitue le lieu privilégié de dialogue avec les représentants des salariés sur l'exercice du devoir de vigilance du groupe EDF. Depuis l'entrée en vigueur de l'accord en 2018, un point est systématiquement réalisé sur ce sujet à chaque réunion du Comité de suivi de l'accord (3 fois par an en moyenne dont une fois en plénière). Le CDRS permet de suivre la mise en œuvre des actions programmées ou encore de débattre autour de l'actualité juridique et législative impactant le Devoir de vigilance : mise en œuvre de nouvelles obligations issues de la législation européenne en matière d'informations de durabilité (CSRD), adoption au printemps de la directive européenne sur le Devoir de vigilance des entreprises, enseignements à tirer de la 1re condamnation sur le fond d'un Groupe français au titre de son devoir de vigilance.

Le Comité de pilotage du CDRS de janvier 2024 a été l'occasion d'un échange particulièrement nourri avec des responsables de la Fédération internationale pour les droits humains (FIDH) pour faire le point sur les enjeux actuels en matière de droits humains et croiser les points de vue sur les difficultés rencontrées par les entreprises et les ONG dans ce domaine. Enfin, le CDRS a contribué à l'élaboration du 7e plan de vigilance dans le cadre de plusieurs sessions d'échange entre la Direction et les membres du CDRS dont nombre de suggestions ont été prises en compte.

3.3.2.2.2 Indicateurs relatifs à la négociation collective

Par la voie de la filière RH, chaque entreprise du Groupe comptabilise annuellement le nombre de ses salariés bénéficiant d'une convention collective.

L'indicateur de dialogue social mesure l'existence de conventions collectives dans les principales sociétés contrôlées. Ces conventions sont garantes de la réalité des négociations avec les représentants des salariés en vue de définir les statuts des travailleurs. En conformité avec les principes de l'Organisation internationale du travail, les accords peuvent être sectoriels, nationaux, régionaux, au niveau d'une organisation ou d'un site.

Par la voie de la filière des responsables RH, chaque Direction ou filiale remonte une fois par an le nombre de salariés bénéficiant d'une convention collective.

Couverture des négociations collectives	2024
Taux de salariés couverts par une convention collective	86,1 %
Taux de salariés couverts par une convention collective dans l'EEE (1)	93,9 %
Taux de salariés couverts par une convention collective en France	94,3 %
Taux de salariés couverts par une convention collective hors EEE (1)	38,0 %

(1) Dans l'Espace économique européen, la France est le seul pays dans lequel le Groupe a un effectif supérieur à 10 % de son nombre total de salariés.

Précisions sur les indicateurs

L'indicateur est calculé en faisant le ratio entre le nombre de salariés bénéficiant d'une convention collective et l'effectif physique au 31 décembre. L'indicateur est au périmètre Groupe.

3.3.2.3 Procédures de réparation et canaux permettant aux collaborateurs du groupe EDF de faire part de leurs préoccupations

Les salariés peuvent recourir au dispositif d'alerte du Groupe, mis en place conformément aux lois Sapin 2 et Devoir de vigilance, qui garantit l'anonymat et est accessible dans les six langues du Groupe (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

Il permet de signaler des faits contraires aux lois et réglementations, un crime ou un délit, un manquement au code de conduite d'EDF, une violation d'un engagement international, une menace ou un préjudice grave pour l'intérêt général.

3.3.2.4 Salariés de l'entreprise - Attractivité et fidélisation des travailleurs

3.3.2.4.1 Actions et indicateurs relatifs aux effectifs

Attirer, recruter et fidéliser les talents nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique : c'est un axe fort de la stratégie du Groupe.

3.3.2.4.1.1 Le groupe EDF, l'un des principaux recruteurs industriels

Les filières de la transition énergétique vont devoir recruter plusieurs centaines de milliers de personnes en France dans les 10 ans à venir, dont plus de 10 000 par an dans la seule filière nucléaire d'après le rapport de l'étude Match paru en 2023. Ces recrutements massifs nécessitent une mobilisation de tous les acteurs de l'écosystème de la transition énergétique. Pour y répondre, le groupe EDF a lancé en 2023 le chantier d'excellence opérationnelle « Compétences ». Les actions menées dans le cadre de ce « chantier » sont envisagées en entreprise étendue et sur des territoires où elles se déploient concrètement. Elles sont mises en œuvre en partenariat avec les acteurs de l'Éducation nationale, du service public de l'emploi et du monde associatif en lien avec les collectivités territoriales. Dans ce contexte de besoins de compétences en forte hausse et de tensions inédites sur les ressources disponibles, le groupe EDF, acteur majeur de la transition énergétique en France et dans le monde, est l'un des principaux recruteurs industriels avec près de 16 700 recrutements en CDI en 2024 dans le monde, dont près de 11 000 en France. En outre, le Groupe accueille et accompagne environ 9 600 alternants dans le monde à fin 2024

Embauches/départs de salariés dans le Groupe	Unité	2024
Total départs des salariés qui ont quitté l'entreprise	Nombre	18 902
dont départs en retraite/inactivité	*Nombre*	*3 103*
Taux de rotation des salariés	%	9,9 %

Précisions sur les indicateurs

- Indicateur « total départs des salariés qui ont quitté l'entreprise » :

Cet indicateur est la somme, sur une année, des départs à la retraite, des démissions, des licenciements et de l'ensemble des départs du Groupe dus à d'autres raisons que les 3 précédentes.

- Indicateur « taux de rotation » :

Cet indicateur représente le ratio entre le nombre de départs total sur une année (indicateur « total départs ») et les effectifs au 31 décembre de l'année.

3.3.2.4.1.2 Dynamique de la marque employeur

Afin d'attirer les candidats qui l'intéressent, l'entreprise s'appuie sur une marque employeur forte de sa raison d'être et innovante. EDF demeure l'un des employeurs les plus attractifs pour les étudiants, les alternants et les jeunes diplômés comme l'attestent plusieurs classements externes interentreprises publiés en 2024, comme celui d'Epoka, Universum ou HappyTrainees[1].

3.3.2.4.1.3 Attirer vers les métiers de la transition énergétique

Dans les années à venir, le Groupe continuera à faire face à des enjeux industriels majeurs nécessitant de préparer dès à présent l'orientation et l'insertion professionnelle des jeunes générations pour répondre aux enjeux de recrutement de demain.

Au regard des volumes de recrutement à venir et de l'attractivité encore trop faible des métiers de l'industrie, surtout pour les femmes, le groupe EDF a souhaité amplifier sa mobilisation comme acteur majeur sur les enjeux de compétences et sur l'élargissement des profils recherchés. La diversité est ancrée dans le projet d'entreprise : elle est recherchée, intégrée et valorisée. Pour attirer vers les métiers de la transition énergétique, le Groupe déploie avec ses partenaires des actions variées et innovantes dans le domaine de l'attractivité des métiers et dans la relation écoles.

L'Université des métiers du nucléaire (UMN), créée en 2021, soutient les compétences de la filière nucléaire via des actions locales et un portail dédié, « Mon Avenir dans le nucléaire ». En 2024, la semaine des métiers du nucléaire a attiré plus de 16 000 participants, doublant la participation de 2023. L'UMN a aussi adapté les formations aux besoins industriels, lancé 43 nouvelles formations, et introduit le « Passeport Nucléaire » dans une centaine d'établissements.

La filière réseaux, via des partenariats industriels, a créé des classes réseaux en lycées professionnels, touchant près de 2 000 élèves en 2023-2024, avec un objectif d'environ 3 000 élèves pour 2024.

La filière des nouveaux systèmes énergétiques (énergies renouvelables et services énergétiques) a créé un label des métiers de la transition énergétique, qui qualifie une centaine de diplômes qui forment aux métiers de la transition énergétique.

3.3.2.4.1.4 Recruter les talents nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique

En 2024, le groupe EDF a augmenté ses recrutements par rapport à 2023, pour répondre aux besoins en compétences industrielles, techniques, numériques et relations clientèle. Les métiers concernés incluent la production nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques, les réseaux et les technologies de l'information.

EDF continue de valoriser l'alternance et les stages comme éléments clés de son recrutement, tout en augmentant la part des salariés expérimentés. EDF est fortement engagé dans l'accueil des stagiaires de seconde et troisième et collabore avec des associations pour accompagner les élèves de quartiers prioritaires, notamment les jeunes filles.

(1) entreprises-preferees2024.eventmaker.io/ universumglobal.com/fr/ https://choosemycompany.com/fr/classements/2024

Pour attirer et intégrer les compétences au sein du Groupe, EDF a continué en 2024 à moderniser ses processus de recrutement et les a améliorés avec des outils plus innovants et digitaux (outils de *matching* proposé aux candidats, outil de recueil digitalisé des candidatures sur les forums) tout en diversifiant son *sourcing*.

Le groupe EDF a renforcé la coordination pour les relations écoles et le partage de viviers de candidats, avec un réseau relation écoles Groupe et des conventions Groupe avec des établissements post-bac. EDF utilise une communication digitale adaptée à ce public, et a lancé des podcasts pour attirer les talents.

Le groupe EDF poursuit ses actions pour augmenter la féminisation de ses recrutements externes, via la valorisation de modèles féminins, des partenariats avec des influenceuses et des influenceurs, et une présence active dans les écoles pour encourager les jeunes filles à s'orienter vers des métiers techniques. EDF soutient des initiatives comme Fem' Energia et intègre la féminisation dans toutes les étapes du recrutement. À titre d'illustration, en 2024, EDF Renouvelables a mené une action en partenariat avec l'association Rêv'elles, qui vise à favoriser l'égalité des chances et la mixité. Le Groupe compte en outre environ 700 marraines Elles Bougent en France en 2024, qui se mobilisent pour aller à la rencontre des jeunes filles sur cette thématique.

Féminisation du recrutement dans les métiers techniques et SI (EDF SA)	2024
Nombre total de recrutements dans les métiers techniques	2 309
Part des femmes recrutées dans les métiers techniques (%)	20 %
Nombre total de recrutements dans les métiers systèmes d'information	348
Part des femmes recrutées dans les métiers systèmes d'information (%)	30 %

Engagement en faveur de l'insertion professionnelle et de l'inclusion

EDF se mobilise pour une économie inclusive, particulièrement pour les jeunes, en partenariat avec le Collectif d'entreprises pour une économie plus inclusive. En 2024, EDF a recruté des CDI/CDD et alternants issus des quartiers prioritaires de la ville (QPV) et zones rurales revitalisées (ZRR). EDF participe à des journées d'inclusion par le sport et mène des initiatives de recrutement par le sport pour identifier des candidats sur les métiers en tension. Le programme « un jeune, un mentor » offre plus de 1 000 propositions de mentorat pour répondre aux **enjeux de l'emploi des jeunes** et du renouvellement des compétences.

Le groupe EDF est pionnier dans l'intégration professionnelle des **personnes en situation de handicap**, participant chaque année au salon Hello Handicap, un évènement 100 % digital avec environ 20 000 offres de postes. Les candidats peuvent y mener des entretiens avec des managers et RH sans se déplacer.

EDF SA, a mis en place un dispositif de **mécénat de compétences** avec deux orientations : le mécénat de compétence senior pour les salariés proches de la retraite, facilitant leur transition vers le bénévolat, et le mécénat de compétences parcours pour tous les salariés, offrant une expérience valorisante en cours de carrière sur une mission d'intérêt général. Les missions durent généralement 2 ans, une centaine de salariés participent à ce programme en 2024.

En 2024, EDF a renforcé ses partenariats pour faciliter le **recrutement de personnes en reconversion et réinsertion**, notamment avec France Travail. EDF utilise des dispositifs de Préparation Opérationnelle à l'Emploi et organise des opérations de « job dating » pour les salariés des secteurs en décroissance ou touchés par des Plans de sauvegarde de l'emploi (PSE).

3.3.2.4.1.5 Des actions en faveur de la mobilité interne du groupe EDF

La **mobilité interne est renforcée à la maille du Groupe** dans un objectif de construction de parcours diversifiés au sein des grandes filières Métiers (nucléaire, services énergétiques, énergies renouvelables, réseaux). L'entreprise s'attache à rendre les salariés acteurs de leur parcours en leur garantissant la visibilité sur les offres disponibles sur l'ensemble du Groupe et en les accompagnant sur une meilleure compréhension des besoins des entreprises à court et moyen termes.

La mobilité interne est aussi priorisée pour les **salariés en redéploiement**, qui font l'objet d'un accompagnement spécifique.

Le groupe EDF poursuit le développement de **cursus de reconversion** permettant aux salariés de monter en compétences sur de nouveaux emplois. Ces cursus ne visent pas seulement les salariés positionnés sur des emplois en décroissance mais également des salariés souhaitant volontairement s'orienter vers des emplois sur lesquels existent des besoins de gréement.

3.3.2.4.1.6 Rémunération, levier de performance et d'attractivité

La rémunération globale est un levier essentiel de la contribution de chacun à la performance du groupe EDF, ainsi qu'à son attractivité.

Le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive en étant très attentif au niveau de protection sociale qu'il propose, notamment en matière de couverture contre les risques majeurs de la vie. La politique de rémunération globale est guidée par quatre principes :

- la compétitivité par rapport au marché externe,
- la cohérence et l'équité interne,
- la soutenabilité financière,
- la lisibilité vis-à-vis des salariés et des managers.

La politique s'articule autour d'une rémunération fixe et d'une rémunération variable individuelle et/ou collective qui vient reconnaître l'atteinte des objectifs, en lien avec les résultats économiques des entreprises. Elle doit également s'assurer d'une cohérence du niveau de rémunération de l'emploi avec le marché en prenant en compte l'ensemble des avantages conférés aux salariés.

Rémunération annuelle totale	2024
Ratio d'équité	26,5

Précision sur les indicateurs

Le ratio d'équité désigne le ratio de rémunération annuelle total de la personne la plus payée par rapport à la rémunération totale annuelle médiane de tous les salariés (à l'exclusion de la personne la mieux rémunérée). Le périmètre matériel pris en compte pour le calcul de l'indicateur ci-dessus est l'ensemble des salariés continûment présents sur l'année 2024, des principales sociétés du groupe EDF en France (à savoir EDF SA France, Enedis, Framatome France, et Dalkia France) et au Royaume-Uni (à savoir EDF Energy), soit environ 153 600 salariés, ce qui représente plus de 80 % des effectifs du Groupe dans le monde. Les rémunérations prises en compte comprennent le salaire de base, l'ensemble des prestations en espèces et en nature.

3.3.2.4.1.7 Effectifs salariés par genre

En nombre de salariés dans le Groupe	2022	2023	2024
Masculin	127 130	132 264	140 663
Féminin	44 360	47 286	50 625
Autres*	N/A	N/A	0
Non déclaré*	N/A	N/A	156
Total salariés	171 490	179 550	191 444

** Les données ont été collectées uniquement à partir de 2024 pour ces deux catégories.*

Précisions sur les indicateurs

Les indicateurs de répartition par genre de l'effectif du Groupe sont définis de la manière suivante :

- selon 4 catégories de genre : masculin, féminin, genres autres et genre non déclaré ; ce dernier indicateur correspond à une absence de réponse à la question de la qualification du genre du/de la salarié(e) ; la répartition est réalisée selon les tolérances législatives en vigueur dans chaque pays et selon les données à disposition de chaque entité ;
- l'effectif comptabilisé est l'effectif physique fin de période (au 31/12 de l'année) ;
- cet effectif est comptabilisé par pays et par entreprise du Groupe, selon la localisation géographique des salariés enregistrée par chaque entreprise.

Les indicateurs Nombre de femmes cadres et Nombre de femmes salariées sont des indicateurs suivis par pays et par entreprise du Groupe.

Les sociétés du groupe EDF et EDF SA sont parvenus à maintenir leur taux de féminisation stable malgré des soldes entrées-sorties ne permettant pas une évolution favorable de la part des femmes dans le corps social. Cette stabilité est constatée malgré des progressions significatives en matière de recrutements de femmes depuis 2 ans.

3.3.2.4.1.8 Effectifs salariés par type de contrat

Salariés au 31/12/2024	Hommes	Femmes	Autres	Non déclaré
Nombre de salariés (effectifs)	140 663	50 625	0	156
dont nombre de salariés en contrat à durée indéterminée (effectifs permanents)	132 860	46 776	0	25
dont nombre de salariés en contrat à durée déterminée (effectifs temporaires)	7 803	3 849	0	131

Parmi les effectifs temporaires, figurent les salariés au nombre d'heures non garanti :

Salariés au 31/12/2024	Hommes	Femmes	Autres	Non déclaré
Nombre de salariés au nombre d'heures non garanti (effectifs)	450	46	0	0

Précision sur les indicateurs

Les indicateurs de répartition par type de contrat et par genre de l'effectif du Groupe sont définis de la manière suivante :

- selon 4 catégories de genre : masculin, féminin, genres autres et genre non déclaré ; ce dernier indicateur correspond à une absence de réponse à la question de la qualification du genre du/de la salarié(e) ; la répartition est réalisée selon les tolérances législatives en vigueur dans chaque pays et selon les données à disposition de chaque entité ;
- pour les types de contrat suivants :
  - > à durée indéterminée,
  - > à durée déterminée, parmi lesquels se trouvent les contrats au nombre d'heures non garanti (salariés qui sont employés par l'entreprise sans qu'il leur soit garanti un nombre minimal ou fixe d'heures de travail ; cette définition diffère d'un pays à l'autre, la législation nationale s'appliquant).

3.3.2.5 Formation et développement des compétences

La politique de développement des compétences « Groupe France » actualisée en 2022 vise à dynamiser la transformation des pratiques en matière de formation et de professionnalisation en vue de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, dans le contexte de la transition énergétique et notamment du développement du nouveau nucléaire.

3.3.2.5.1 Actions liées aux compétences et formations

Le Groupe a investi près de 664 millions d'euros en 2024, permettant de dispenser un volume de près de 7,9 millions d'heures de formation et de professionnalisation. L'optimisation du catalogue d'offres de formation a permis de faciliter le parcours utilisateur des salariés et des managers, également grâce à un moteur de recherches dédié, hébergé dans l'intranet du Groupe et qui permet de retrouver toutes offres, pour toutes modalités. Une interface commune est également en cours de déploiement afin de rapprocher les deux plateformes numériques Groupe actuelles. Le Groupe propose désormais un panel de modalités pédagogiques qui vont de la formation présentielle au *knowledge management*, en passant par les modalités en situation de travail et accompagnées, les classes virtuelles et toutes les combinaisons de modalités dites *blended learning*. Ceci permet que près d'un quart des heures de formation et de professionnalisation consommées le soient via des modalités numériques (chiffre EDF SA).

Par ailleurs, les travaux ont été lancés pour permettre de sélectionner des fournisseurs de contenus externes, interfacés ensuite avec les plateformes du Groupe, pour optimiser le catalogue de *soft skills* et formations tertiaires et transversales du Groupe. Le chantier Compétences a été lancé en 2023 et s'est poursuivi en 2024. Ce chantier favorise le pourvoi des postes du groupe EDF et des filières de la transition énergétique (Filière Nucléaire, Filière Réseaux, Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques) avec comme objectif d'avoir « les bonnes compétences, au bon moment, au bon endroit » en réponse aux besoins issus des plans de charge. C'est l'un des quatre chantiers de transformation interne du Groupe.

Le chantier est organisé pour voir plus loin (10 ans) et agir plus largement en intégrant également les filières de la transition énergétique. Il vise à :

- anticiper les besoins en compétences et les décliner localement pour planifier stratégiquement les ressources à 10, 5 et 3 ans ;
- développer les compétences des salariés pour les avoir au bon moment et au bon endroit ;
- attirer et intégrer les compétences dont EDF a besoin au sein du Groupe et chez ses partenaires industriels ;
- s'appuyer sur le terrain pour expérimenter et industrialiser les dispositifs.

Au niveau des réalisations, le Groupe a notamment pu mettre en place les actions suivantes sur les 4 axes du chantier Compétences :

- axe 1 - Anticiper ses besoins en compétences et les décliner localement pour planifier stratégiquement ses ressources à 10, 5 et 3 ans : construction d'une vision à 10 ans pour la filière nucléaire Groupe, élaboration d'une nomenclature familles/métiers commune pour tout le domaine Nucléaire au sein du Groupe... ;
- axe 2 - Développer les compétences des salariés pour les avoir au bon moment au bon endroit : poursuite de l'optimisation de l'offre de formation et facilitation de l'accès à l'offre (catalogue unique, Powerskills), développement de communautés de pratiques et de savoirs dans le cadre du *knowledge management*, valorisation de la mobilité Groupe, évolution des offres de reconversions internes... ;
- axe 3 - Attirer et intégrer les compétences dont EDF a besoin au sein du Groupe et chez ses partenaires industriels : mise en place d'un plan de recrutement régionalisé Groupe à 3 ans, coloration de cursus du CAP au bac +5 dans les filières nucléaire et réseaux, création d'un label « métiers de la transition énergétique » en lien avec l'éducation nationale, création de titres certifiés sur des formations initiales correspondant à ses besoins, développement d'actions de promotion des métiers du Groupe, mise en place d'ambassadeurs salariés identifiés sous la bannière « EDF c'est moi », simplification du processus de recrutement et diversification des profils recrutés... ;
- axe 4 - S'appuyer sur le terrain pour expérimenter et industrialiser les dispositifs : organisation des accueils et visites d'environ 2 500 stagiaires scolaires de 3e et 2de, généralisation de démarches innovantes sur le terrain (Forindustrie...), cartographie et réponses aux AMI-CMA en régions, poursuite de l'animation des acteurs de la gestion des compétences au niveau des plaques régionales...

En déclinaison de la politique Développement des compétences Groupe France et dans le but d'accroître la standardisation et la digitalisation de l'offre tertiaire et managériale et de faciliter et d'enrichir la construction de parcours personnalisés modulaires, la sélection de fournisseurs de contenus externes a été finalisée. La plateforme de contenus de formation en libre-service EDFLEX a été interfacée avec la plateforme Powerskills du Groupe, permettant ainsi que toute l'offre digitale soit directement accessible depuis Powerskills. La généralisation de Powerskills et d'EDFLEX interviendra en 2025.

EDFLEX permet de proposer une offre de contenus riches (plus de 50 000 ressources sélectionnées par des experts) avec des formats variés (vidéos, podcasts, articles, MOOC...) et ce dans plus de 25 langues.

Le Groupe poursuit également sa démarche de Former Autrement notamment en favorisant le transfert des connaissances et du savoir-faire et promeut la mise en place de démarche de *knowledge management* (KM) et d'Organisation apprenante. Le *knowledge management* a pour finalité de faciliter l'accès à la connaissance, d'instaurer une culture de la transmission des connaissances et promouvoir la coopération entre pairs, entre experts. Il contribue ainsi à l'excellence opérationnelle (gain de temps, partage de bonnes pratiques, contribution aux objectifs de sûreté et sécurité) en servant également les enjeux propres des filières et des entités. Le *knowledge management* aide à faire face à des situations d'évolution en mettant à disposition des outils, des initiatives, des bonnes pratiques et de la méthodologie. Il soutient et vient en complément ou renforcement des actions formatives. Il permet également de préserver le capital de l'entreprise et plus particulièrement son patrimoine intellectuel.

Dans une volonté de maintien des compétences dans l'entreprise, l'accord Cadre mondial 2025-2030 sur la Responsabilité sociale du groupe EDF, signé le 27 janvier 2025 (voir la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale de l'entreprise »), intègre le fait que le Groupe favorise le transfert des connaissances et du savoir-faire intergénérationnel et promeut la mise en place de démarches de *knowledge management*.

Enfin, le Comex a décidé de mettre en place un socle commun visant à développer la culture du Groupe au périmètre monde et à le protéger sur les thématiques suivantes :

- santé & Sécurité : les 10 règles vitales & l'importance de la vigilance collective ;
- cybersécurité : se protéger du vol et de la perte de son matériel IT + Prendre soin de son identité numérique (sur les réseaux sociaux) ;
- éthique & conformité : ancrer le code de conduite « Éthique & Conformité » à travers la prévention de la corruption et du trafic d'influence.

Le suivi de ce Socle commun concerne l'ensemble des salariés du Groupe. Il sera mis en œuvre *via* la réalisation d'*e-learnings* obligatoires et disponibles dans les principales langues du Groupe.

Le groupe EDF prépare le déploiement de ce dispositif pour 2025 avec un cycle de mise à jour annuel.

3.3.2.5.2 Cibles et indicateurs relatifs à la formation et au développement des compétences

Le Groupe a investi près de 664 millions d'euros en 2024, permettant de dispenser un volume de près de 7,9 millions d'heures de formation et de professionnalisation.

Heures de formation dans le Groupe	2022	2023	2024
Nombre moyen d'heures de formation par salarié	38 h	40,5 h	41,4 h

L'augmentation de cette moyenne d'heure par salarié dans le Groupe est principalement liée à la formation des nouveaux embauchés et aux recrutements en augmentation en 2024.

Précisions sur les indicateurs

Le nombre moyen d'heures de formation par salariés est le rapport du total annuel d'heures de formation sur le nombre de salariés présents en fin d'année.

La politique formation Groupe, prévue en 2025, permettra de travailler à l'établissement d'une cible pour les prochaines publications.

3.3.2.6 Santé et Sécurité de tous

3.3.2.6.1 Actions relatives à la santé sécurité

Le socle de management de la santé sécurité

Les 10 règles vitales

Le Groupe centre son engagement sur les 10 règles vitales, identifiées dès 2014 à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé le groupe EDF sur plusieurs dizaines d'années. L'actualisation en 2024 de la politique prévention santé sécurité a été accompagnée par un réexamen des règles vitales dont la formulation a été améliorée pour tenir compte du retour d'expérience et renforcer leur application sur le terrain.

TOUS ENSEMBLE, ACTEURS DE LA VIGILANCE PARTAGÉE

Chacun d'entre nous applique strictement les **10 règles vitales** pour nous protéger collectivement des risques.

Je ne franchis jamais un balisage, y compris de tir radiographique, sans y être autorisé

Je ne travaille et je ne conduis jamais sous l'influence de l'alcool ou de drogues

J'utilise les protections (ceinture, casque…), je respecte les limitations de vitesse, je ne manipule ni téléphone ni GPS quand je conduis un véhicule

Je me protège toujours contre les chutes de hauteur, et je protège les autres des chutes d'objet

Je ne passe jamais sous une charge suspendue et je maintiens avec elle une distance de sécurité

Osons interpeller, acceptons de l'être, sachons dire **STOP** en cas de danger !

Je ne travaille que sur les équipements dont les sources d'énergie sont isolées

J'utilise toujours les protections spécifiées quand je travaille sous tension ou à proximité

Je maintiens toujours une distance de sécurité vis-à-vis des équipements ou engins en mouvement

Je porte toujours un gilet de sauvetage quand je travaille à proximité de l'eau en l'absence de protection collective

Je ne pénètre jamais dans un espace confiné sans autorisation, sans contrôle d'atmosphère et sans surveillance

LA VIE D'ABORD Aucune urgence ne justifie de prendre des risques !

Cadre de référence BEST

En application de la nouvelle politique, l'autoévaluation de leur système de management santé sécurité au regard du cadre de référence BEST, réalisées par les directions, divisions et sociétés du Groupe est désormais remplacée par une évaluation triennale enrichie par un regard de pairs. Cette évolution qui se déclinera à partir de 2025 vise à renforcer la cohérence de l'évaluation au niveau du Groupe et à permettre aux entités de bénéficier de la vision et de l'expérience de leurs homologues.

Les certifications ISO 45001/MASE ou VCA

La part des salariés appartenant à des entités dont le système de management est certifié (ISO 45001, MASE ou VCA) est de 26 % en 2024 contre 35,4 % fin 2023 et fin 2022, les entités s'appuyant de plus en plus sur le référentiel interne du Groupe (BEST).

Ce chiffre fait l'objet d'une publication sur le site internet « edf.fr » ainsi que sur celui des entités couvertes par une certification.

« Stop sécurité »

La politique santé sécurité du Groupe précise que lorsque les conditions de sécurité en lien avec les règles vitales ne sont pas réunies, un « NoGo » doit être actionné pour corriger la situation avant de démarrer. De même quand des imprévus ne permettent plus de respecter les règles de sécurité, c'est un « STOP sécurité » qu'il convient de marquer.

Par ailleurs, un évènement STOP Sécurité Groupe est organisé au sein de chaque équipe, chaque année au mois d'octobre. Cette année, il a été organisé le 17 octobre 2024. Il a permis de mettre en débat sur le terrain et dans les collectifs de travail, le sujet de la santé et de la sécurité sur le thème 2024 « Agissons tous ensemble pour notre santé et notre sécurité ».

Partage de l'analyse des « évènements à haut potentiel » (HPE)

Afin d'assurer la boucle d'amélioration continue, et d'entretenir la conscience du risque, les évènements à haut potentiel (HPE) sont collectés, analysés et partagés à l'échelle du Groupe. 80 % de ces HPE sont des presque accidents ou des situations dangereuses. Un accent particulier est mis sur ceux qui sont liés aux 10 règles vitales du Groupe.

En 2024, un critère sécurité de l'accord d'intéressement d'EDF SA a porté sur l'augmentation du ratio HPE/LTI visant à encourager la collecte des HPE sur le terrain et la réduction du nombre d'accidents avec arrêt.

Audits santé sécurité

Des audits sont menés chaque année dans l'ensemble du Groupe, notamment sous la forme de visites de chantiers. Ces visites font l'objet d'un compte rendu de visite de chantier partagé localement avec les équipes auditées.

Voir la section 3.6.1 « Engagements RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance », le paragraphe « Le référentiel du Groupe relatif aux engagements et d'exigences du Groupe en matière d'environnement, de droits humains et de santé-sécurité ».

Les troubles anxio-dépressifs et le stress

Depuis de nombreuses années le groupe EDF se mobilise pour la prévention des risques psycho sociaux pouvant générer des troubles anxio-dépressifs. Une méthode d'évaluation des risques a été définie au niveau du Groupe. Basée notamment sur l'exploitation des réponses à une vingtaine de questions de l'enquête MyEDF, elle permet d'identifier les facteurs de risques propres à chaque collectif mais aussi les facteurs de protection tels que la reconnaissance, le sens du travail, la participation à la fixation des objectifs.

Par ailleurs, un marché cadre permet de mettre à disposition des appuis externes pour développer des actions de formation, accompagner les collectifs en difficulté.

Une offre de formation est déployée à destination des managers pour les accompagner dans la réalisation d'entretiens de retour au travail à la fin de chaque arrêt de travail permettant de réaccueillir dans les meilleures conditions les salariés. La réalisation systématique de ces entretiens constitue l'une des exigences de la nouvelle politique de prévention santé sécurité.

Enfin, une plate-forme « Écoute et Soutien » permet de dialoguer, 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, en toute confidentialité, avec un psychologue par téléphone ou *via* un chat dans différentes langues. En complément l'accès à la plate-forme peut s'effectuer via une application smartphone mettant à disposition des utilisateurs des ressources et outils de sensibilisation. Cette plate-forme accessible à tous les salariés du Groupe en France est aussi ouverte aux personnes vivant au domicile des salariés et aux salariés prestataires.

Les troubles musculo-squelettiques (TMS)

La filière santé sécurité est renforcée par le recrutement, à différents niveaux de l'entreprise pour réaliser des études de poste et définir des moyens de réduire la pénibilité des activités. Au-delà des actions d'amélioration des postes de travail, une offre de formation est mise à disposition des salariés des fonctions techniques mais aussi tertiaires. Des kinésithérapeutes et ostéopathes interviennent dans plusieurs entités. Des entreprises prestataires organisent des séances d'échauffement avant la prise de travail comme c'est le cas de l'une d'entre elles sur le chantier de l'EPR2 à Penly.

Une veille des innovations disponibles sur le marché est réalisée pour identifier de nouvelles formes de travail. Plusieurs applications d'exosquelettes sont mises en place pour réduire la pénibilité des activités. Ces dispositifs d'assistance physique permettent de soulager les membres supérieurs du corps humain. Ils sont, par exemple, utilisés par des métiers comprenant des tâches de travail qui sollicitent les bras, dans des positions contraignantes, avec des outillages à porter à bout de bras. C'est le cas par exemple des activités meulage bras en l'air dans un site nucléaire en France. Dans la production hydroélectrique l'utilisation d'exosquelettes permet de diminuer les risques de blessure lors des opérations de dégrillage des prises d'eau, facilitant l'utilisation des râteaux.

La radioprotection

La mobilisation des différents acteurs permet de poursuivre la dynamique d'amélioration dans le domaine de la radioprotection et de la dosimétrie (formations et entraînements des salariés et du management, renforcement de la surveillance de la propreté des installations, améliorations des matériels à disposition des intervenants, optimisation de l'installation d'écrans de plomb, standardisation des méthodes de travail et des matériels entre sites nucléaires, renforcement de la supervision…).

Ainsi, sur la décennie écoulée, la dose collective annuelle moyenne s'établit à 0,69 homme.sievert par réacteur, en baisse de 1 % par rapport à la décennie précédente, alors que le volume moyen d'heures travaillées a augmenté de 35 % entre deux décennies. En 2024, elle est de 0,75 homme.sievert par réacteur. La dose individuelle annuelle moyenne (salariés d'EDF et partenaires industriels) reste inférieure à 1 mSv en 2024 (0,99 mSv). Elle se situe bien en dessous de la limite réglementaire fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier.

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective en continuant à diminuer les expositions aux rayonnements par des programmes pluriannuels d'assainissement des installations et par des tests de nouvelles technologies visant à réduire le terme source.

Actions santé-sécurité liées à la sous-traitance

En complément de l'intégration des critères sécurité dans les différentes étapes de contractualisation des prestations et de la prise en compte de la mieux-disante sécurité dans l'évaluation technico-économique des offres reçues lors des appels d'offres, le groupe EDF a renforcé, au travers de sa nouvelle politique Prévention Santé Sécurité adoptée en 2024, la dimension de partenariat à construire dans les entités entre les donneurs d'ordre et les intervenants. La nouvelle politique fixe l'exigence de réaliser des visites de prévention communes entre tous les acteurs permettant de partager de façon très concrète les actions de prévention à déployer sur le terrain. Par ailleurs, des représentants d'entreprises prestataires ont été associés à l'écriture de la nouvelle politique et l'actualisation des 10 règles vitales du Groupe.

Des échanges réguliers ont été conduits avec l'association MASE [1] pour l'actualisation de la charte de partenariat qui lie le groupe EDF à cette association depuis 2019, permettant de disposer d'un relais important pour l'accompagnement des entreprises, en particulier les PME et les TPE pour le développement de leur management de la santé sécurité.

Amélioration des conditions de travail

Le bien-être des personnes est un enjeu majeur de la raison d'être du Groupe. Différentes actions sont mises en œuvre pour soutenir cet engagement, en particulier la lutte contre les violences familiales et intra-conjugales (voir section 3.3.2.7.1.2) ainsi que le soutien à la parentalité et aux proches aidants (voir section 3.3.2.7.1.3). Les résultats de l'enquête annuelle MyEDF en 2024 témoignent que les salariés sont satisfaits à 88 % des conditions de santé et de sécurité au travail.

3.3.2.6.2 Cibles relatives à la santé sécurité

Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liée à la réalisation des activités, le groupe EDF retient l'indicateur **LTIR** correspondant au calcul du taux de fréquence selon les standards anglo-saxons. Cet indicateur renseigne le niveau de sécurité global des salariés du Groupe et de ses partenaires pendant l'exercice de leur activité professionnelle. Il permet au management de se centrer sur les accidents liés au travail.

L'objectif LTIR global s'établit dans une logique d'amélioration continue. La valeur retenue LTIR global < 1 en 2030 est déterminée sur la base des meilleures pratiques observées dans le Groupe : EDF UK et Framatome, mais aussi des leaders internationaux du domaine de l'énergie et du secteur Oil & Gas.

Indicateur global	Cible 2024	Cible 2030	Revue	Périmètre	2024
LTIR Salariés + prestataires	**< 1,7**	< 1	Annuelle	Groupe	1,6

(1) Lien vers le site internet de l'association MASE : mase-asso.fr

Précisions sur les indicateurs

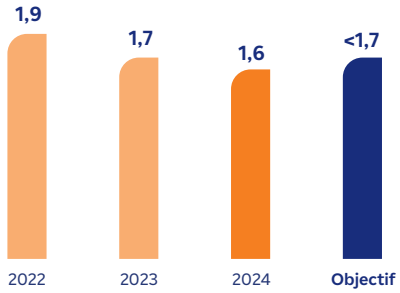
Lost Time Incident Rate (LTIR) : le taux de fréquence global du LTIR du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle (salaries et prestataires, quel que soit le niveau de sous-traitance y compris cotraitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenu au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. Il se calcule en multipliant le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle conduisant à un arrêt de travail par un million et rapporté au nombre d'heures travaillées salariés.

Indicateur clé de performance du Groupe

En 2024, le LTIR global (EDF + Prestataires) progresse avec un rapprochement de plus en plus important entre le LTIR EDF et le LTIR prestataires.

Après l'année 2020 très atypique, la valeur du LTIR global s'inscrit dans une baisse régulière depuis 2019, illustrant l'amélioration portée par le déploiement des démarches de prévention pour les salariés et les prestataires.

LTIR



3.3.2.6.3 Indicateurs relatifs à la santé sécurité

EDF continue à enregistrer des accidents mortels liés à l'activité professionnelle, conduisant à affirmer comme une priorité absolue la nécessité d'éradiquer ces évènements grâce en particulier à un renforcement de l'application des 10 règles vitales du Groupe portant sur les principaux risques métiers (électrique, levage, travail en hauteur, risque routier…).

Indicateurs Groupe	2024
Taux de salariés couverts par le système de gestion santé/sécurité (en %)	34,6 %
Nombre de décès dus à des accidents en lien direct avec l'activité professionnelle – Salariés	1
Nombre de décès dus à des maladies professionnelles – Salariés	2
Nombre de décès dus à des accidents en lien direct avec l'activité professionnelle – Prestataires	2

Indicateurs EDF SA	2024
Nombre d'accidents du travail comptabilisables – Salariés	410
Nombre d'accidents du travail comptabilisables – Prestataires	537
Taux d'accidents du travail – Salariés	4,3
Taux d'accidents du travail – Prestataire	5,9

Précisions sur les indicateurs

Un accident est considéré comme lié à l'activité professionnelle si le salarié, au moment où l'évènement se produit, est sous instruction de l'employeur ou si la survenance est due à des conditions dangereuses (biens, équipements ou tiers) dans l'enceinte de responsabilité de l'employeur (site employeur).

Le taux d'effectif des salariés couvert par le système de gestion santé/sécurité (en %) donne une information sur la certification santé sécurité (MASE, ISO 45001…) qui permet de contribuer à la maîtrise des risques santé sécurité en offrant une meilleure protection des salariés.

Le nombre de décès dus à des accidents et maladies professionnels mesure le nombre d'accidents mortels de salariés en lien direct avec l'activité professionnelle ainsi que les maladies conséquence directe de l'exposition d'un travailleur à un risque physique, chimique, biologique, ou résulte des conditions dans lesquelles il exerce son activité professionnelle.

Le nombre de décès dus à des accidents mesure le nombre d'accidents mortels de prestataires en lien direct avec l'activité professionnelle.

La latence entre l'exposition professionnelle, l'apparition de la pathologie et le décès ne permet pas d'identifier les décès dus à des maladies professionnelles des salariés sous-traitants car survenant la plupart du temps plusieurs années après l'exécution de la prestation.

L'indicateur d'accidents du travail montre le nombre et taux d'accidents de travail en service avec arrêt et sans arrêt liés à l'activité professionnelle des salariés et prestataires. Il renseigne sur les postes de travail ou les filières où les accidents sont les plus fréquents (*TRIR : Total Recordable Incident Rate*). Les accidents sans arrêt n'ayant pu être comptabilisés intégralement à la maille du Groupe, l'indicateur est présenté sur le périmètre EDF SA uniquement.

3.3.2.7 Égalité, diversité et inclusion pour tous

Conscient de sa responsabilité dans le développement de l'égalité, du respect de la diversité et des valeurs d'inclusion, le groupe EDF s'engage, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations et à soutenir la parentalité.

Dans le cadre de ses engagements Responsabilité d'entreprise, de l'accord RSE monde, de sa charte éthique et de ses accords, le groupe EDF s'engage et fixe des objectifs pour l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, mesure les progrès réalisés et déploie les actions appropriées. La politique égalité professionnelle au sein du groupe EDF porte des principes tels que l'égalité de traitement entre les femmes et les hommes tout au long de la vie professionnelle, la condamnation de tout comportement ou pratique engendrant des discriminations à l'encontre des salariés, la contribution d'EDF à l'évolution des mentalités, et la tolérance zéro en matière d'agissements sexistes et sexuels au travail.

3.3.2.7.1 Actions liées à la diversité, mixité

3.3.2.7.1.1 Actions liées à la mixité

Renforcement de l'Ambition Mixité du groupe EDF

En matière d'égalité professionnelle, le Comité exécutif a souhaité, en 2021, renforcer les ambitions mixité de l'entreprise formulées en 2019 à l'échelle du Groupe.

Cette ambition mixité Groupe se concrétise selon trois axes de travail :

- 1er axe : briser le plafond de verre, sur toutes les strates hiérarchiques et accélérer sur les dirigeants

Un objectif de féminisation à maille Groupe a été fixé en 2021, commun sur l'ensemble des strates hiérarchiques : 33 % en 2026 et entre 36 % et 40 % en 2030, avec un objectif renforcé de 40 % de femmes parmi les dirigeants du Groupe à fin 2030.

- 2e axe : faire naître des vocations pour les professions techniques et métiers du digital

Le groupe EDF souhaite développer la mixité dans les sciences, le numérique et l'innovation, notamment en poursuivant la sensibilisation des jeunes filles aux métiers scientifiques, techniques et du numérique pour les encourager à embrasser des carrières dans les métiers du digital et en intégrant mieux la mixité dans les dispositifs d'innovation du Groupe (Écosystème Pulse, Parlons Énergies, Dispositif Y). Chaque entité concernée développe un programme d'inclusion de jeunes femmes dans les STEM (*Science, Technology Engineering, Mathematics).*

- 3e axe : garantir une communication non sexiste, faisant la promotion de représentations femmes/hommes équilibrées

Le groupe EDF veut développer la mixité dans la représentation interne et externe du Groupe, notamment en encourageant la participation des femmes dans les interventions publiques du Groupe.

Pilotage et contrôles de l'égalité salariale femme/homme à EDF : l'index de l'égalité F/H

L'index de l'égalité femmes-hommes doit être calculé par les entreprises de plus de 50 salariés est publié annuellement avant le 1er mars. Les entreprises ont bénéficié d'un délai de 3 ans pour atteindre le seuil de 75 points sur 100 après la première publication de leur index. Dorénavant et depuis l'adoption de la loi Rixain, en deçà de 85 points, elles doivent mettre en place des actions correctives et notamment une enveloppe de rattrapage salarial en faveur des femmes.

Les entreprises sont donc contraintes à une obligation de résultat et non plus de moyens.

Index de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes (1)

	Publié en 2022 au titre de 2021	Publié en 2023 au titre de 2022	Publié en 2024 au titre de 2023
Index de l'égalité professionnelle femmes/hommes (EDF) (1)	90/100	90/100	95/100

(1) Publication de l'index avant le 1er mars N+ 1 au titre de l'année N.

EDF publie en 2024, une performance de 95 points sur 100 sur cet index.

Avec ce score en progression, EDF confirme sa bonne dynamique en matière de mixité et d'égalité F/H. Depuis 5 ans, l'entreprise n'a jamais publié un index inférieur à 90 points.

Par ailleurs, le Groupe poursuit ses actions de sensibilisation des managers et de la filière Ressources Humaines sur la déconstruction des stéréotypes de genre.

Une attention est portée à la diversification du *sourcing* pour favoriser des recrutements de salariés divers et enrichir les collectifs de travail. Pour ce faire, des formations « recruter sans discriminer » sont mises à disposition de tous les salariés en charge du recrutement.

Voir la section 3.3.2.4.1.4 « Recruter les talents nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique », concernant la féminisation des recrutements externes.

De même, des accompagnements sont mis en place dans les Comités de Direction afin de les sensibiliser aux biais cognitifs, aux stéréotypes de genre et au management inclusif. L'intégration des sujets de mixité aux projets managériaux d'entités est engagée.

Mixité du Conseil d'administration

Le taux de femmes en Conseil d'administration est conforme au seuil légal. Les Comités en charge des rémunérations, des nominations et de la gouvernance, de responsabilité d'entreprise, des risques et de l'audit sont présidés par des femmes (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

3.3.2.7.1.2 Actions liées à la lutte contre le sexisme et les violences

Lutter contre le sexisme et les violences

Le groupe EDF est convaincu que la performance de l'entreprise passe par le respect de la dignité des personnes à tous les niveaux et s'engage à combattre toutes les formes de violence au travail et de harcèlement et à lutter contre le sexisme au travail. Le Groupe porte une tolérance zéro à l'égard du harcèlement sexuel. Chaque salarié, quel que soit son niveau de responsabilité, doit pouvoir se sentir concerné, respecté et protégé.

Au sein d'EDF, un numéro vert d'écoute et de conseil ouvert à toutes les questions de harcèlement ou de discriminations est disponible 7j/7 pour l'ensemble des salariés de l'entreprise. Une équipe d'appui dotée de compétences internes et externes intervient notamment dans le cadre d'investigations diligentées en cas d'alertes. Le groupe EDF affirme une tolérance zéro face à toute forme de violence au travail.

EDF a mis en œuvre une action favorisant le dialogue salarié sur la mixité et l'évolution des mentalités : « Parlons Mixité », dont les objectifs sont de :

- dialoguer en direct avec les salariés sur la mixité et l'égalité F/H ;
- recueillir les perceptions des salariés sur la réalité et l'efficacité des actions menées dans leur quotidien de travail ;
- faire émerger des signaux faibles et des priorités d'actions à l'aide de l'intelligence collective.

EDF a créé un nouvel outil de sensibilisation : le « STOP aux violences sexistes et sexuelles », librement inspiré du « violentomètre (1) » du Centre Hubertine Auclert, mais adapté aux violences au travail.

(1) www.centre-hubertine-auclert.fr/egalitheque/publication/le-violentometre

STOP AUX VIOLENCES SEXISTES ET SEXUELLES AU TRAVAIL

CET OUTIL S'ADRESSE À TOUS LES SALARIÉS, FEMMES ET HOMMES. En 2021, plus de 2 femmes sur 5 déclarent avoir vécu une situation de violences sexistes ou sexuelles au travail, pour 1 homme sur 7*.

** Source : service statistique ministériel de la sécurité intérieure, Enquête Genèse 2021, novembre 2022.*

Lutte contre les violences conjugales et intrafamiliales : un dispositif de soutien, sensibilisation et prise en charge des victimes

Le sujet des violences conjugales a été pour la première fois embarqué dans l'Accord Égalité Professionnelle d'EDF SA en 2017 puis repris dans le nouvel accord 2021. Il est désormais également intégré dans les accords Égalité Professionnelle des entreprises Enedis (2021), EDF Renouvelables (2023), RTE (2020). Il a pris une dimension branche avec l'accord Égalité Professionnelle de la Branche professionnelle des IEG (2024).

Au sein d'EDF, la mise en œuvre opérationnelle de ces dispositifs a été réalisée en partenariat avec les équipes médico-sociales de l'entreprise et l'association « FIT, une femme un toit » notamment. En 2024, EDF a de nouveau pris en charge, accompagné, soutenu et orienté 164 salariés victimes de violences domestiques, soit plus de 817 salariés accompagnés entre 2019 et 2024.

Des actions et dispositifs déployés largement à EDF

Pour porter et déployer ses actions et dispositifs, EDF s'appuie sur un réseau de correspondants RH dans l'entreprise, qui permet de déployer plus efficacement les enjeux d'égalité professionnelle F/H, en les adaptant à des environnements professionnels très distincts selon les métiers et territoires, tout en proposant des actions de sensibilisation et de formation déclinées pour l'ensemble des parties prenantes (salariés, managers, RH, Instances représentatives du personnel, etc.).

EDF participe tous les 2 ans au Baromètre Sexisme, en partenariat avec les autres organisations membres de StOpE et avec l'institut de sondage BVA pour évaluer les perceptions des violences sexistes et sexuelles au travail.

Pour permettre de garantir des environnements de travail sains et sûrs en favorisant l'inclusion de toutes les diversités, EDF a mis en place des référents agissements sexistes et harcèlement sexuel et des formations spécifiques. EDF utilise des outils innovants comme la réalité virtuelle et des *micro-learnings* pour sensibiliser largement ses salariés.

3.3.2.7.1.3 Soutien à la parentalité et aux proches aidants

La thématique du soutien à la parentalité et aux proches aidants est partie intégrante de la législation française et est appliquée au périmètre du Groupe en France.

Pour les sociétés du Groupe relevant des IEG, le groupe EDF renforce ses dispositifs de soutien à la parentalité et aux aidants familiaux dans la suite de l'accord de branche « Droits familiaux » du 15 décembre 2017 :

- nouveaux droits pour les aidants familiaux (accès à une plateforme de conseils et services, complément de rémunération sur les 3 congés proches aidants pour aider un proche handicapé ou en perte d'autonomie) ;
- création d'un congé parent ouvert aux femmes comme aux hommes intégrant les différents formats des familles contemporaines, dont les familles monoparentales et parents d'enfants en situation de handicap ;
- allongement possible du congé de paternité et d'accueil de l'enfant pour les parents qui le souhaitent en convertissant une partie de la prime de naissance en jours (avec un minimum de base de 5 semaines de congé paternité et de 16 semaines de congé maternité) ;
- aide financière aux frais d'études des enfants ;
- dispositif de CESU préfinancé à hauteur de 80 % par l'entreprise pour les parents d'enfants de moins de 12 ans et renforcé pour les parents isolés ou les parents d'enfants en situation de handicap.

En soutien aux femmes allaitantes, ces dernières disposent d'une autorisation d'absence rémunérée à hauteur d'une heure par jour (non proratisée en fonction du temps de travail), pendant une année à compter du jour de la naissance de l'enfant.

Le Groupe s'engage sur l'égalité des chances dans les parcours professionnels pour toutes et tous à travers plusieurs types d'actions : à EDF, l'égal accès à la formation et à la formation promotionnelle se traduit par la prise en charge des frais de garde d'enfant supplémentaires consécutifs à une formation longue ou nécessitant un déplacement.

3.3.2.7.1.4 Ancrage handicap, un engagement de longue date

EDF figure parmi les premières grandes entreprises françaises impliquées dans l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, et s'engage bien au-delà des cadres légaux. Le 12e accord EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'inclusion professionnelle des personnes en situation de handicap a été signé le 11 janvier 2023 et porte sur la période 2023-2025.

Au niveau sportif, cet engagement se traduit depuis 1992 par le partenariat avec la Fédération française handisport. EDF a été également partenaire des Jeux paralympiques de Paris 2024.

Le groupe EDF a pour ambition d'ouvrir ses portes à toutes les compétences et à toutes les énergies, sans exclusion. Ainsi, le Groupe facilite l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap dans ses entités. Au sein du Groupe, ce nombre atteint 8 096 salariés à fin 2024, en forte augmentation par rapport à 2023. En particulier, EDF emploie, en 2024, 2 997 salariés en situation de handicap (4,4 % de ses effectifs au 31/12/2024).

Au périmètre groupe	2022	2023	2024
Nombre d'employés en situation de handicap	6 791	7 054	8 096
% d'employés en situation de handicap	4,0 %	3.9 %	4,2 %

Précisions sur les indicateurs

L'indicateur Taux de salariés en situation de handicap est défini de la manière suivante :

- c'est le ratio des indicateurs Nombre de salariés en situation de handicap et Effectif fin de période ;
- il se rapporte à des effectifs fin de période (au 31 décembre de l'année) ;
- ce ratio est disponible pour les entreprises du Groupe à la maille monde.

EDF porte une attention particulière à l'intégration et à la qualité de vie de ses salariés en situation de handicap. L'une des actions phare de l'accord 2023-2025 a été la reconduction de l'Enquête qualité de vie au travail. Cette enquête, déjà réalisée pour la première fois en 2021, a porté en 2024 sur 2 584 salariés en situation de handicap à EDF et a bénéficié d'un taux de participation de 72 %, une progression de 6 points par rapport à 2021. Comme en 2021, les résultats mettent en évidence le ressenti généralement positif concernant la qualité d'intégration dans l'entreprise (74 % des salariés se disent satisfaits) et la satisfaction au travail (78 %, +4 points par rapport à 2021), EDF travaille à améliorer les possibilités de parcours professionnel pour les salariés en situation de handicap avec l'ambition de permettre une réelle égalité des chances et de prévenir toute forme de discrimination.

3.3.2.7.2 Cible et indicateur relatifs à la diversité, mixité

3.3.2.7.2.1 Obligations issues de la loi Rixain : taux de femmes parmi les cadres dirigeants

La loi n° 2021-1774 du 24 décembre 2021, dite loi « Rixain », complétée par le décret n° 2022-680 du 26 avril 2022, fixe à toutes les entreprises de plus de 1 000 salariés l'obligation d'atteindre le quota de 30 % de femmes parmi les cadres dirigeants et les membres des instances dirigeantes(1) à compter du 1er mars 2026, ce chiffre étant porté à 40 % à compter du 1er mars 2029.

Ces obligations concernent toutes les entreprises d'au moins 1 000 salariés pour le 3e exercice consécutif. Ainsi, elles seront applicables à EDF SA, ainsi qu'aux filiales françaises du Groupe concernées.

L'ambition Groupe sur la mixité des dirigeants a été revue dans la même dynamique que la loi Rixain : il a été décidé d'élargir au périmètre Groupe la cible de 40 % de femmes parmi les dirigeants à fin 2030, ce qui est une cible encore plus ambitieuse.

Le groupe EDF a fixé la cible suivante concernant la mixité :

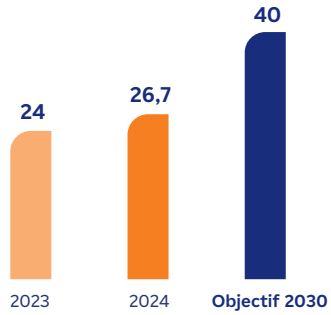
Enjeu de durabilité	Cible	Référence	Revue	Périmètre	2023	2024
Mixité	40 % de femmes parmi les dirigeants du Groupe à fin 2030	Validation Comex en 2024	Annuelle	Groupe	24 %*	26,7 %

* *Le périmètre de calcul de l'indicateur de mixité, qui n'intégrait notamment que partiellement les dirigeants des filiales EDISON et Framatome a été complété en 2024.*

(1) Les instances dirigeantes de la Société sont définies comme le Comité exécutif d'EDF.

Au 31 décembre 2024, le groupe EDF compte 304 femmes dirigeantes, soit 26,7 % de femmes parmi les dirigeants du Groupe (contre 24 % à fin 2023), témoignant d'une progression de la mixité des dirigeants chez EDF SA, mais également portée par les filiales du groupe en France et à l'étranger)

Femmes parmi les dirigeants du Groupe



La diversité, et notamment la mixité, des populations dirigeantes et futures dirigeantes sont des leviers essentiels de la transformation du Groupe. Ainsi, au-delà des échéances de la loi Rixain en France, le groupe EDF s'est donné pour objectif d'atteindre 40 % de femmes parmi l'ensemble des dirigeants du Groupe, y compris l'ensemble de ses filiales à l'étranger. Cette cible est particulièrement ambitieuse en termes de temporalité, en particulier pour un groupe industriel qui ne dispose pas à court terme d'un vivier suffisant pour atteindre rapidement 40 % de femmes au niveau des dirigeants. Les nombreuses actions en faveur de la mixité (voir la section 3.3.2.7.1.1 « Actions liées à la mixité ») permettent cependant d'augmenter progressivement le pourcentage de femmes dans l'entreprise.

En conséquence, le groupe EDF a, en parallèle, redynamisé depuis 2023 son plan d'action en faveur de la mixité des dirigeants, afin de répondre à cet enjeu spécifique.

L'objectif est d'accélérer l'augmentation de la part des femmes parmi les dirigeants en travaillant sur les différentes étapes de la gestion de carrière qui peuvent mener à ce parcours, d'agir sur les leviers directs (promotions internes et recrutements externes de femmes dirigeantes) et de mobiliser les dirigeants sur cet objectif (critère de performance dans les bonus et interventions en Comités de direction). Les actions suivantes ont notamment été réalisées ou renforcées en 2024 :

- la responsabilisation plus forte des dirigeants dans cette dynamique avec l'intégration en 2024 d'un nouveau critère de performance mixité dans les bonus des dirigeants du Groupe, en complément au critère existant dans le plan de rémunération long terme ;
- le renforcement de l'exigence de mixité dans les candidatures internes aux postes de dirigeants dans les instances de nomination ;
- la mise en place d'un Comité carrière annuel (*People Review*) dédié aux femmes, notamment des potentielles futures femmes dirigeantes ;
- le renforcement et l'élargissement des accompagnements spécifiques aux futures femmes dirigeantes déjà existants (mentoring, coaching, codéveloppement, révélation du *leadership*) ;
- la mise en place d'accompagnements et de mobilisation des Comités de direction, par la prise de conscience des biais cognitifs et de la nécessité de mettre en place un management inclusif, permettant l'intégration des sujets de mixité aux projets managériaux d'entités ;
- le *sourcing* de femmes dirigeantes ou futures dirigeantes à l'extérieur de l'entreprise pour accroître encore la représentation des femmes dans le vivier.

En complément de ces actions, une transformation structurelle, de plus long terme, est en cours pour le talent management de l'entreprise : le déploiement dès 2025 d'un nouveau dispositif de développement du *leadership*, de détection et d'accompagnement des *futurs leaders* de l'entreprise ; dispositif qui sera à la fois accessible à un plus grand nombre de cadres, dans une volonté de plus grande inclusion, mais aussi plus attractif pour les jeunes générations, avec pour objectif de développer à terme une population de dirigeants plus diverse et plus mixte.

En ce qui concerne les résultats en matière de mixité, on compte, au 31 décembre 2024, 31,4 % de femmes parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités d'EDF SA, contre 30,6 % au 31 décembre 2023, soit + 0,8 pt par rapport à 2023.

3.3.2.7.2.2 Autres indicateurs liés à la diversité, mixité

3.3.2.7.2.2.1. Effectifs par genre et par pays

Détail des effectifs salariés par genre et par pays dans lesquels le Groupe compte 50 salariés ou plus représentant au moins 10 % de son nombre total de salariés

En nombre de salariés par genre et par pays	Hommes	Femmes	Autre	Non déterminé
France	111 256	39 877	0	2
Royaume-Uni	13 218	5 858	0	89

Précisions sur les indicateurs

L'indicateur de répartition par genre et par pays comptabilise les effectifs physiques fin de période (au 31/12 de l'année).

3.3.2.7.2.2.2. Effectifs par âge

Détail des effectifs salariés par tranche d'âge

Salariés par tranche d'âge en nombre et %	2024
Salariés de moins de 30 ans	32 664 (17 %)
Salariés de 30 à 50 ans	105 887 (55 %)
Salariés de 50 ans et plus	52 893 (28 %)

Précisions sur les indicateurs

Les indicateurs de répartition par âge de l'effectif du Groupe sont définis de la manière suivante :

- selon 3 catégories d'âge : moins de 30 ans, entre 30 et 50 ans, 50 ans et plus ;
- l'effectif comptabilisé est l'effectif physique fin de période (au 31 décembre de l'année) ;
- cet effectif est comptabilisé par entreprise du Groupe, à la maille monde.

La répartition des effectifs apparaît équilibrée et cohérente avec les besoins de compétences à moyen terme, résultat de la stratégie de l'emploi du groupe EDF. La proportion des salariés de moins de 30 ans (17 %) résulte de la volonté du Groupe d'intégrer des jeunes diplômés issus de l'alternance ou de stages de fin d'études.

3.3.2.7.2.2.3. Rémunération

Écart de rémunération	2024
% d'écart de rémunération entre les femmes et les hommes	1,8 %

Précisions sur les indicateurs

L'écart de rémunération entre les femmes et les hommes désigne la différence de niveau moyen de rémunération entre les salariés hommes et femmes, exprimée en pourcentage du niveau de rémunération moyen des travailleurs hommes.

Le périmètre matériel pris en compte pour le calcul de l'indicateur ci-dessus est l'ensemble des salariés, des principales sociétés du groupe EDF en France (à savoir EDF SA France, Enedis, Framatome France, et Dalkia France) et au Royaume-Uni (à savoir EDF Energy), soit environ 153 670 salariés à fin 2024, ce qui représente plus de 80 % des effectifs du Groupe dans le monde. Les rémunérations prises en compte comprennent le salaire de base, l'ensemble des prestations en espèce et en nature versées.

3.3.3 ESRS S2 - Travailleurs de la chaîne de valeur

Les engagements du Groupe en matière de droits humains (voir la section 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains ») s'appliquent à l'ensemble des travailleurs des activités et des relations d'affaires du Groupe lorsque leurs activités sont rattachées à cette relation. En conséquence, les différentes entités du Groupe veillent au respect de ces engagements dans leurs relations d'affaires avec leurs fournisseurs et sous-traitants au sein de leurs activités ou dans les projets développés par le Groupe.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les impacts et risques suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Droits humains [1] (*cf.* section 3.3.3 dans son ensemble)	Atteintes aux droits des travailleurs	Les chaînes de valeurs amont et les activités de construction et d'exploitation peuvent engendrer des conditions de travail détériorées et porter atteinte aux droits des travailleurs de la chaîne de valeur. Ces impacts sont ciblés autour de certaines activités : construction, chaîne amont gaz naturel, biomasse, panneaux solaires et batteries.	Court et moyen terme
	Discrimination	Le cadre professionnel peut être à l'origine d'évènements de discrimination portant atteinte aux droits et libertés des individus concernés (ex. incidents, harcèlement, inégalités de salaires).	Moyen et long terme
Santé et sécurité de tous (*cf.* section 3.3.3 dans son ensemble)	Santé et sécurité de tous (transverse aux normes S)	Les activités et éventuels accidents/incidents, dont ceux en lien avec la sûreté, sur toute la chaîne de valeur peuvent affecter la santé et la sécurité des sous-traitants (ex. produits chimiques, rayonnements ionisants, troubles musculosquelettiques et troubles anxio-dépressifs).	Court, moyen et long terme

(1) Voir l'annexe pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Droits humains [1] (*cf.* section 3.3.3 dans son ensemble)	Risques liés aux droits humains	Les risques de violations des droits humains en amont des activités du Groupe peuvent mener à des conséquences financières, juridiques et réputationnelles.
Santé et sécurité de tous (*cf.* section 3.3.3 dans son ensemble)	Accidents/incidents de santé et sécurité	Les accidents/incidents du travail des sous-traitants contribuant à la construction, l'exploitation et la maintenance des infrastructures peuvent perturber le bon fonctionnement de la production et entraîner une hausse des coûts opérationnels et dépenses extraordinaires.

(1) Voir l'annexe pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

La production, le transport et la distribution d'énergie peuvent avoir des conséquences diverses pour les travailleurs de la chaîne de valeur du Groupe. Les enjeux peuvent se matérialiser par des violations des droits humains ou des conditions dangereuses de travail, et peuvent entraîner des conséquences néfastes pour les travailleurs et leur santé, ainsi que des risques financiers, légaux et de réputation pour le Groupe. L'aggravation des conditions climatiques telles que la chaleur et la sécheresse peuvent également aggraver les conditions de travail. En outre, les opérations d'extraction d'uranium en amont des activités du Groupe peuvent poser des risques pour la santé en raison de l'exposition aux radiations et à l'utilisation de produits chimiques. L'égalité de rémunération et une protection sociale adéquate sont également des enjeux importants pour les travailleurs. Enfin, la présence en zones de conflit et de régimes non démocratiques peut exposer les travailleurs et les sous-traitants à des risques pour leur sécurité, leur santé et leurs droits fondamentaux.

Le référentiel publié en 2021 par le groupe EDF rassemble les exigences fondamentales du Groupe vis-à-vis de ses relations d'affaires, en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires. Les engagements droits humains du groupe EDF ont été approuvés et signés par le Président-Directeur Général (voir la section 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains »).

La notion de relation d'affaires inclut les fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, ainsi que les partenaires dans les projets.

Les travailleurs de la chaîne de valeur incluent les salariés des fournisseurs et prestataires, de la chaîne de valeur amont et aval du Groupe.

Le Groupe veille également au respect des droits des populations vulnérables. La vulnérabilité s'apprécie *in concreto* et dépend des circonstances particulières de l'activité. Elles peuvent être dans une situation de vulnérabilité en raison de leur genre de leur âge, de leur handicap, de leurs responsabilités familiales, de leur statut social ou culturel, de leur appartenance à une minorité, de leur orientation sexuelle ou identité de genre. Les travailleurs migrants, les travailleurs peu qualifiés, les travailleurs temporaires, les travailleurs informels, non représentés par des syndicats, sont plus exposés à des mauvaises conditions de travail.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels.

Le Groupe considère les intérêts, points de vue et droits de ses travailleurs de la chaîne de valeur, y compris le respect des droits humains dans la détermination de sa stratégie et de son modèle économique, notamment *via* son processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur (voir la section « Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur »).

Des impacts négatifs réels ou potentiels sur les travailleurs de la chaîne de valeur ont été identifiés comme issus des activités de la chaîne de valeur et sont donc liés à la stratégie et au modèle économique du Groupe. Deux risques matériels sont identifiés, à savoir le risque d'atteinte aux droits humains (travail des enfants, travail forcé, conditions de travail indécentes) et le risque d'accidents et incidents de santé et sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur, du fait des activités habituelles du Groupe, mais également *via* la dégradation des conditions de travail du fait des augmentations des vagues de chaleur et de sécheresse. Il est à noter que ces risques peuvent se matérialiser selon une matérialité financière variable selon les géographies, notamment en lien avec l'exposition aux vagues de chaleur et de sécheresse ou l'exposition aux risques de droits humains.

Dans le cadre de l'identification des impacts, risques et opportunités matériels en lien avec les travailleurs de la chaîne de valeur, le Groupe a inclus l'ensemble des travailleurs de la chaîne de valeur sur lesquels le Groupe est susceptible d'avoir des impacts matériels. Les impacts peuvent ainsi affecter les travailleurs de la chaîne de valeur dans les cas de figure suivants :

- la majorité des impacts négatifs identifiés sur les travailleurs de la chaîne de valeur peuvent se matérialiser pour les travailleurs de la chaîne de valeur situés en amont des activités du Groupe. Ces impacts peuvent particulièrement affecter certains profils de travailleurs tels que les travailleurs syndiqués, les femmes, ou les travailleurs dans certaines zones géographies particulièrement exposés à certains risques ;
- les travailleurs présents sur les sites du groupe EDF dans le cadre des activités de construction, d'exploitation, de maintenance et de déconstruction des infrastructures de production d'électricité, qui ne font pas partie du personnel du Groupe, peuvent être concernés par des impacts négatifs notamment liés à leur santé et sécurité. Des impacts pour cette catégorie de travailleurs de la chaîne de valeur sont particulièrement saillants dans certaines zones géographies ou pour les travailleurs migrants ;
- un impact a été identifié, pouvant affecter la santé et sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur situés en aval des activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe, du fait de la gestion des déchets issus de la filière.

Des impacts matériels potentiels de travail des enfants ou de travail forcé ont été identifiés dans la chaîne de valeur, notamment dans :

- les chaînes de fournisseurs de matériels ou de prestations, notamment dans les zones géographiques hors Europe, Amérique du Nord et Australie ;
- la chaîne de fournisseurs des filières renouvelables du groupe EDF, en particulier les chaînes de fabrication des panneaux solaires et des batteries, dans certaines zones de fabrication et d'extraction des minerais, notamment en Asie ;
- la construction des infrastructures de production d'électricité du Groupe en particulier dans les pays du Golfe et en Asie du Sud Est.

Parmi les impacts négatifs identifiés, certains sont des impacts liés à des incidents ponctuels propres aux activités du Groupe ou à une relation d'affaires en particulier, par exemple les impacts sur la santé et sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur liés à des aléas ou accidents d'exploitation liés aux installations du Groupe. D'autres impacts négatifs sont des impacts étendus ou systémiques dans les contextes où EDF opère ou s'approvisionne ou dans ses relations d'affaires, par exemple les impacts potentiels de travail forcé dans la fabrication ou extraction de minerais pour la chaîne de fabrication des panneaux solaires et des batteries, notamment en Asie, ou encore la présence de sous-traitants en zone de conflits ou dans des régimes non démocratiques.

Le Groupe a identifié la manière dont les travailleurs de la chaîne de valeur présentant des caractéristiques particulières (ceux qui travaillent dans des contextes particuliers ou exercent des activités particulières) peuvent être exposés davantage à un risque de préjudice, par exemple les travailleurs migrants, ou les travailleurs résidant dans des zones de conflit ou de régimes non démocratiques. L'identification de ces communautés a été réalisée *via* la revue documentaire et *via* l'avis d'experts internes et externes.

À l'issue de son analyse de double matérialité, le Groupe n'a pas identifié d'impacts positifs matériels pour les travailleurs de la chaîne de valeur.

3.3.3.1 Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur

3.3.3.1.1 Engagements en matière de droits humains

Les engagements du groupe EDF en matière de droits humains, auprès des travailleurs de la chaîne de valeur sont explicités dans la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ». Ces engagements sont mis à disposition des travailleurs de la chaîne de valeur *via* le site internet edf.fr (voir notamment l'espace dédié aux fournisseurs[1]).

Concernant les engagements pris par EDF en matière de santé et sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur, voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ».

Ces deux politiques couvrent les Impacts, Risques et Opportunités (IRO) présentés ci-dessus (voir la section 3.3.3 « ESRS S2 - Travailleurs de la chaîne de valeur »).

Les mesures visant à remédier et/ou à permettre de remédier aux impacts négatifs sur les droits humains, ou à faciliter leur réparation, sont détaillées dans les processus et actions ci-dessous spécifiquement conçus pour prévenir ou corriger ces impacts dans la chaîne de valeur du Groupe.

3.3.3.1.2 Politique fournisseurs

La politique fournisseurs groupe EDF met l'accent sur l'engagement du Groupe à maintenir un partenariat performant et durable avec ses fournisseurs. Elle décline la raison d'être du Groupe et les engagements RSE sous l'angle des achats responsables, incluant en particulier les engagements du Groupe relatifs aux droits humains, du recours au Secteur du Travail Adapté et Protégé et des Structures l'Insertion par l'Activité Économique, de l'ancrage territorial et de la sensibilisation des fournisseurs.

La démarche d'achats responsables demeure un pilier de cette politique avec l'inclusion systématique de clauses en matière de santé/sécurité, environnementale, sociale et de droits humains dans les marchés.

Charte « Relations fournisseurs et achats responsables »

EDF est l'un des premiers signataires de la charte de responsabilité sociétale d'entreprise. L'objectif de cette charte est de faire évoluer les relations entre clients et fournisseurs, afin de construire, dans un cadre de confiance réciproque, une relation durable et équilibrée entre ces derniers. La charte se fonde sur des engagements dont l'intégration des problématiques environnementales et sociétales dans les achats, dont les droits humains.

Cette charte est accompagnée d'un processus de labellisation selon le référentiel de label RFAR (Relations fournisseurs et achats responsables). Obtenu pour la première fois en 2015 et renouvelé en 2024 pour trois ans, ce label français, adossé à la norme ISO 20400, distingue les entreprises entretenant des relations durables et équilibrées avec leurs fournisseurs et valide en particulier : l'alignement des pratiques sur la stratégie RSE de l'entreprise, la diligence de l'organisation à contrôler la mise en œuvre effective des engagements RSE (incluant les droits humains) affichés et la qualité des outils de mesure et de pilotage de la démarche d'achats responsables ainsi que les plans d'amélioration qui y sont rattachés.

(1) www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/fournisseurs

Charte RSE entre EDF et ses fournisseurs

Les engagements réciproques entre EDF et ses fournisseurs en matière de responsabilité sociale sont inscrits dans la charte de responsabilité sociale et environnementale, pièce contractuelle du marché. Mise à jour en 2023, elle se réfère à la raison d'être du Groupe et aux engagements pris par le Groupe en matière de RSE, et renforce la prise en compte du devoir de vigilance.

Par cette charte, le fournisseur s'engage à respecter les conventions de l'Organisation Internationale du Travail (OIT), les principes du Pacte Mondial des Nations Unies, les Principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme des Nations Unies (UNGP) et les Principes directeurs à l'intention des entreprises multinationales de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). Il doit tout mettre en œuvre pour en assurer l'application directement et par l'intermédiaire de ses sous-traitants, en particulier dans les domaines du respect de la loi, de la santé et de la sécurité des salariés, du comportement éthique avec les clients et du respect de l'environnement.

Cette charte a été déployée en 2023 auprès des fournisseurs d'EDF et Dalkia.

Cette charte est disponible sur le site internet d'EDF [1]. Une charte équivalente est déployée chez Framatome.

Code de conduite à l'égard des acteurs du processus de contractualisation

La Direction des achats Groupe diffuse un « code de bonne conduite des acteurs du processus de contractualisation ».

Il rappelle les règles simples et incontournables qui régissent les relations du Groupe avec ses fournisseurs fondées sur les grands textes internationaux en matière de droits humains (la déclaration des droits de l'Homme, les conventions de l'OIT…).

Ce code est disponible sur le site internet d'EDF [2].

Dans les autres sociétés du Groupe

Quand elles ne déclinent pas directement les dispositifs décrits précédemment, les grandes directions ou grandes filiales ont des engagements équivalents adaptés à leurs spécificités industrielles ou géographiques.

Ainsi, au Royaume-Uni, par le biais du manuel des exigences du fournisseur en matière de RSE et d'éthique d'EDF au Royaume-Uni, EDF exige de ses partenaires de la chaîne d'approvisionnement qu'ils respectent les mêmes normes élevées en matière de durabilité, de responsabilité et de conduite éthique que celles qu'il exige de ses propres employés et de ses activités commerciales. EDF exige de tous ses fournisseurs qu'ils respectent les droits fondamentaux en matière d'emploi, tels que définis dans la Déclaration universelle des droits de l'homme (DUDH), les conventions de l'Organisation internationale du travail (OIT) et le Pacte mondial des Nations Unies (PMNU).

Les fournisseurs doivent également mettre en œuvre des mesures robustes pour éliminer toute forme de travail des enfants ou d'esclavage, publier une déclaration annuelle sur l'esclavage moderne, le cas échéant, et se conformer à la législation sur le salaire minimum dans les pays où ils opèrent. Au Royaume-Uni, EDF dispose d'une déclaration sur l'esclavage moderne couvrant l'ensemble de ses employés et de ses achats. Cette déclaration, conforme au *Modern Slavery Act*, est publiée sur son site Internet. EDF au Royaume-Uni a également contribué au registre des déclarations de cette législation.

3.3.3.2 Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur

L'Accord Responsabilité sociale et environnementale Monde

L'ensemble des salariés et sous-traitants du Groupe sont couverts par les dispositions de cet accord collectif et les filiales du Groupe portent cet accord dans une logique de progrès (voir la section 3.3.2.1.1, « La responsabilité sociale de l'entreprise », le paragraphe « L'accord-cadre mondial Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF »). Pour plus de détails sur le dialogue social, voir la section 3.3.2.2.1 « Dialogue social ».

L'accord sous-traitance responsable

La politique de sous-traitance d'EDF est articulée autour de trois axes majeurs : donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ; faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques et social ; développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, à l'appui du nouvel accord mondial RSE du Groupe signé le 27 janvier 2025, ainsi que de l'accord sur la « Sous-Traitance Socialement Responsable » signé le 19 octobre 2006.

Le Groupe peut être amené à recourir à des sous-traitants employant des personnes avec un contrat de travail d'un autre pays que celui d'intervention. Dans ce cas, une vigilance particulière est exercée sur les droits humains, les conditions de travail, les conditions de logement et la santé sécurité de ces salariés. Le groupe EDF met en place un plan de vigilance comprenant une cartographie des risques identifiés chez ses fournisseurs et sous-traitants, leur évaluation et les mesures prises pour les prévenir. Une gouvernance RSE est organisée à tous les niveaux du Groupe : Conseil d'administration, Comex et de manière consultative un Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF. Le suivi des engagements de l'Accord RSE est réalisé par le comité mondial RSE. Concernant EDF, un comité de suivi de l'accord de sous-traitance socialement responsable, composé des organisations syndicales signataires, se réunit deux fois par an.

Échanges avec des parties prenantes externes spécialistes des droits humains

De manière constante, le Groupe poursuit des discussions ouvertes avec différents acteurs de la société civile spécialistes des droits humains (associations, personnalités), en lien avec les travailleurs de la chaîne de valeur, qui souhaitent entretenir un dialogue, afin de nourrir et faire progresser ses pratiques.

Par ailleurs, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH), EDF a participé à des rencontres avec d'autres entreprises, des juristes, des ONG et des fédérations syndicales en vue d'échanger de façon ouverte sur les attentes des parties prenantes, les pratiques des autres entreprises et d'améliorer la prise en compte des droits humains dans les activités du Groupe.

Depuis 2022, des personnalités spécialistes des droits humains et des liens avec la finance auprès des Nations Unies ou encore des emplois verts à l'Organisation Internationale du Travail (OIT) sont membres du Conseil de Parties Prenantes du Groupe afin de mieux intégrer ces expertises au sein de cette instance, co-présidé par le Président d'EDF et par Cécile Renouard (voir la section 3.1.3.2.1 « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe »).

(1) www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_charte-fournisseurs_2023_fr.pdf
(2) www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-03/edf_guide_bonne_conduite_pdf_web_251115.pdf

3.3.3.3 Procédures de réparation et canaux permettant aux travailleurs de la chaîne de valeur de faire part de leurs préoccupations

Médiateur d'entreprise

Le groupe EDF dispose d'un médiateur d'entreprise depuis 2010 qui peut être saisi directement et gratuitement par les fournisseurs. La saisine du médiateur peut être réalisée soit *via* son site Internet [1], soit par voie postale [2], recours indiqué dans les Conditions Générales d'Achat et sur le portail fournisseur du site internet www.edf.fr.

Dispositif d'alerte du Groupe

Les fournisseurs et leurs salariés peuvent recourir au dispositif d'alerte du Groupe, mis en place conformément aux lois Sapin 2 et Devoir de vigilance, qui garantit l'anonymat et est accessible dans les six langues du Groupe (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

Il permet de signaler des faits contraires aux lois et réglementations, un crime ou un délit, un manquement au code de conduite d'EDF, une violation d'un engagement international, une menace ou un préjudice grave pour l'intérêt général.

Connaissance des procédures de réparation et canaux existants par les travailleurs de la chaîne de valeur

La connaissance des canaux de remontée ou d'alerte, par les travailleurs de la chaîne de valeur, peut être vérifiée à l'occasion notamment des audits *in situ* chez les fournisseurs (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Surveillance des fournisseurs »), réalisés par des prestataires externes et indépendants.

Procédures de réparation

Tout manquement grave environnemental ou social constaté sur les engagements et exigences du groupe EDF fera l'objet d'une analyse commune approfondie entre le groupe EDF et le fournisseur afin de définir les actions à mener dans l'objectif de résorber rapidement ces écarts. Dans le cas d'un recours au dispositif d'alerte du Groupe, les faits signalés sont investigués par des personnes désignées en fonction de la nature du manquement. Un dialogue avec le fournisseur est alors initié, un audit externe peut également être diligenté par EDF. Les recommandations et actions faites par EDF sont alors partagées avec le fournisseur.

De même, conformément à ce que prévoient les Conditions Générales d'Achat des marchés d'EDF, en cas de résultat insuffisant ou non satisfaisant à un audit *in situ* (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Surveillance des fournisseurs »), il est demandé au fournisseur de mettre en œuvre les actions nécessaires pour résorber les écarts constatés dans le rapport. Des audits de suivi sont réalisés pour vérifier la mise en œuvre des actions et permettre aux fournisseurs de progresser sur un délai déterminé entre les auditeurs, EDF et le fournisseur.

Cependant, en cas de refus du fournisseur de mettre en place une démarche de progrès permettant de lever ces écarts ou encore si les résultats des audits de suivi s'avèrent toujours insuffisants, et à la lumière de l'ensemble des éléments de suivi contractuels (fiches d'évaluation insuffisantes, plans d'action non efficients, courrier de mise en demeure sans réponse…), la suspension ou rupture du marché est prévue dans les clauses contractuelles et le groupe EDF se réserve la possibilité de résilier le contrat avec le fournisseur.

3.3.3.4 Actions visant à gérer les incidences et risques matériels identifiés pour les travailleurs de la chaîne de valeur

3.3.3.4.1 Santé et sécurité des sous-traitants

Pour les actions de santé et sécurité des sous-traitants, voir la section 3.3.2.6 « Santé et sécurité de tous ».

3.3.3.4.2 Démarche achats responsables

La démarche d'achats responsables du groupe EDF est au cœur de la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe sur sa chaîne d'approvisionnement. Pour EDF, elle est structurée par la Direction des Achats Groupe (DAG) qui fixe le cadre général et pilote depuis avril 2024 la filière Achats du Groupe dans le respect du principe de subsidiarité de gouvernance des filiales et de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau.

3.3.3.4.2.1 La Direction des Achats Groupe (DAG)

Les engagements et obligations du Groupe en matière d'achats responsables sont intégrés à chaque étape du processus achats y compris en amont, lors de la qualification des fournisseurs, ainsi qu'en phase de préparation des appels d'offres.

En lien avec les enjeux de durabilité matériels pour le Groupe, la démarche d'achats responsable inclut notamment des actions visant à gérer les impacts négatifs et les risques matériels en lien avec les droits humains et la santé et sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur d'EDF.

La démarche d'Achats Responsables du Groupe est une démarche d'amélioration continue dans la relation entre le Groupe et ses fournisseurs, qui repose sur 4 piliers :

- l'identification des risques et opportunités des catégories d'achat portant sur les thématiques de la politique RSE du Groupe ;
- l'intégration de leviers RSE dans toutes les étapes de l'acte d'achat (prescriptions, critères de sélection, critères de comparaison, clauses contractuelles ou partenariats productivité) ;
- l'accompagnement des fournisseurs au cours de la relation contractuelle ;
- le suivi et la mesure de la performance RSE des achats.

Identification des risques et opportunités des catégories d'achat

Chaque entité de la filière achat dispose d'une analyse de risques achats qui intègre un volet RSE. La cartographie des risques spécifiques aux enjeux RSE analyse les risques et opportunités sur les thématiques et les sous-thématiques associées de la politique RSE du Groupe (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »). La cartographie comprend une cotation des risques, pour chaque catégorie d'achat ou fournisseur, pondérée selon la nature et le pays d'origine du bien ou service acheté.

La cartographie des risques constitue la base de la démarche, ainsi elle permet de déterminer les catégories d'achats et fournisseurs prioritaires nécessitant le déploiement de parades (intégration de leviers RSE dans les achats), ainsi que d'actions d'accompagnement et de suivi des fournisseurs.

Pour maîtriser les risques résiduels, la cartographie des risques est régulièrement mise à jour en tenant compte :

- de la mise en œuvre effective des parades ;
- des résultats du suivi des catégories et fournisseurs prioritaires ;
- de la veille réglementaire et de l'actualité mondiale.

La cartographie des risques de chaque entité de la filière achat nourrit le plan de vigilance du Groupe, conformément à la loi sur le devoir de vigilance.

(1) www.mediateur.edf.fr

(2) mediateur.edf.fr | ou par voie postale (Médiateur du groupe EDF – TSA 50026 – 75804 Paris cedex 08).

De manière spécifique, les risques portant sur les travailleurs de la chaîne de valeur sont intégrés dans les cartographies des risques RSE des entités de la filière achat. Une vigilance particulière est exercée sur les droits humains, le respect du droit international du travail et les conditions de travail, les conditions de logement et la santé sécurité des travailleurs.

Intégration de leviers RSE dans toutes les étapes de l'acte d'achat

L'intégration de leviers RSE dans les achats constitue la parade aux risques identifiés dans les cartographies des risques. Les leviers déployés par la filière achat tiennent compte de la nature des activités de chaque entité du Groupe, ainsi que des contraintes réglementaires de chaque filière (notamment soumises au code de la commande publique).

Les leviers sont déployables sur tout le cycle de vie d'un achat, de l'expression de besoin jusqu'à la fin de la relation partenariale. Ces derniers sont partagés au sein de la filière achat du Groupe :

- la validation d'un engagement de conformité de la totalité des soumissionnaires (obligatoire pour participer à l'appel d'offres). Les soumissionnaires s'engagent notamment à se conformer aux exigences relatives à la loi sur le devoir de vigilance : respecter les droits humains et les libertés fondamentales des personnes, garantir la santé et la sécurité au travail des personnes, protéger l'environnement, respecter la réglementation sociale et environnementale applicable à ses activités ;
- la « charte de responsabilité sociétale d'entreprise entre EDF et ses fournisseurs » intégrant notamment le respect des standards internationaux en matière de droits humain (voir la section 3.3.3.1.2 « Politique fournisseurs », le paragraphe « Charte RSE entre EDF et ses fournisseurs ») ;
- des clauses contractuelles permettant d'évaluer et d'auditer les fournisseurs du Groupe afin de vérifier leur conformité aux engagements d'EDF et en cas de manquements graves avérés, d'appliquer des pénalités ou des ruptures de contrat ;
- des critères RSE spécifiques aux biens et services achetés permettant de sélectionner ou de comparer les offres des fournisseurs dans le cadre d'appels d'offres ;
- des spécifications dans les cahiers des charges permettant de réduire les impacts potentiels sociaux et environnementaux des biens et services achetés, selon les domaines techniques concernés ;
- la mise en place de « Partenariats Productivité » offrant la possibilité de partager avec les fournisseurs concernés les gains associés à une optimisation du bien ou service acheté. L'optimisation peut concerner les coûts, les délais, ou les enjeux carbone et ressources (économie circulaire et réduction des déchets).

Accompagnement des fournisseurs au cours de la relation contractuelle

La démarche Achats Responsables du Groupe intègre l'accompagnement des fournisseurs avant et pendant la relation contractuelle :

- la qualification des fournisseurs est un dispositif d'évaluation préalable à la contractualisation. Les entités du Groupe y ayant recours intègrent des critères RSE dans le processus ;
- les évaluations, dispositif prévu contractuellement, permettent de questionner les fournisseurs sur leurs engagements RSE et la cohérence avec ceux du Groupe ;
- les audits *in situ* chez les fournisseurs ont pour objectif d'éprouver les engagements RSE adoptés et consistent en audits de terrain (siège, site de production du fournisseur ou chantier sur un site EDF).

Toutes les entités métiers et projets du Groupe intègrent la responsabilité de l'accompagnement des fournisseurs sur leur périmètre d'activité et leur territoire.

En 2024, la Direction des achats Groupe a organisé la deuxième édition du « Club Fournisseurs RSE », qui réunit une centaine d'entreprises parmi les catégories d'achats à enjeux sur les thématiques environnementales et sociales. Dans ce cadre, environ 60 partenaires des secteurs du transport, du génie civil, de l'acier, de l'informatique et des équipements de protection ont été invités à participer à des ateliers d'intelligence collective dont l'objectif était de définir en filière les leviers sur les enjeux de décarbonation et de réduction de l'empreinte eau à déployer dans les achats du Groupe. Ces ateliers ont permis d'échanger de manière transparente et constructive sur la maturité des filières et d'aligner les acteurs sur les leviers concrets les plus pertinents à mettre en œuvre progressivement. Par ailleurs, cet évènement a également permis de sensibiliser et d'échanger avec ces entreprises sur plusieurs thématiques RSE, dont les droits humains dans les actes d'achat.

Le suivi et la mesure de la performance RSE des achats

En 2024, la filière achat s'est dotée d'indicateurs de performance pour piloter le déploiement des achats responsables au sein des entités du Groupe, et évaluer l'impact des pratiques sur les fournisseurs et les résultats extra-financiers du Groupe. Ces indicateurs sont en cours d'homogénéisation et d'instrumentation.

Par ailleurs, l'audit effectué par un tiers externe dans le cadre de l'obtention du label RFAR permet de confronter les pratiques de l'entité aux standards de la norme ISO 20400 et d'assurer une amélioration continue de la démarche achats responsables (voir la section 3.3.3.1.2 « Politique fournisseurs », le paragraphe « Charte relations fournisseurs et achats responsables »).

Enfin, en tant que membre de l'Observatoire des achats responsables, EDF participe chaque année au Baromètre de l'association qui permet de mesurer le niveau de maturité des pratiques déployées en comparaison avec les autres donneurs d'ordre membres de l'association.

Intégration de la santé-sécurité dans les achats

Un niveau élevé d'exigences santé sécurité fait partie des incontournables dans la sélection des entreprises. Cette exigence doit être renforcée dans toutes les étapes de l'acte d'achat. Pour ce faire, une approche fondée sur les catégories d'achats a été élaborée et notamment sur les catégories les plus exposées (la maintenance de machines tournantes par exemple) afin d'intégrer les actions appropriées comme l'intégration d'exigences dans les cahiers de charges, les critères d'aptitude et/ou de recevabilité et les critères dans la notation technique.

Ce point a été renforcé en 2024, par la nouvelle politique Prévention Santé Sécurité qui insiste sur la dimension de partenariat grâce aux échanges entre les acteurs lors de visites de prévention communes sur site.

3.3.3.4.2.2 Autres modalités pratiquées au sein des principales filiales du Groupe

En 2024, les entités spécialisées dans l'acte d'achat se sont regroupées dans une filière achat, animée par la DAG, dont un des objectifs est d'harmoniser les pratiques dans l'ensemble du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux. L'intégration de la RSE dans les achats est une dimension structurante de la filière achats qui est composée des fonctions achats d'EDF, Dalkia, Luminus, EDF Energy, Hinkley Point C, Framatome, Enedis, Edison, EDF Renouvelables, et Arabelle Solutions.

Les trois premiers axes d'harmonisation au sein de la filière sont la cartographie des risques, le partage de leviers achats (en particulier concernant les droits humains), et la mutualisation des pratiques d'évaluation et d'audit des fournisseurs.

Parmi les filiales ayant des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques :

- **EDF Renouvelables**

EDF Renouvelables cartographie les risques RSE sur l'ensemble de ses approvisionnements stratégiques en tenant compte des risques pays liés aux lieux de production des fournisseurs, ainsi que de leurs éventuels risques réputationnels.

Les achats responsables chez EDF Renouvelables reposent sur deux piliers :

- 1 le processus de qualification des fournisseurs, effectué en deux temps :
  - > une phase de collecte d'informations (*Request for information*) durant laquelle les fournisseurs répondent à une liste de questions et fournissent des documents sur leur management environnemental et sociétal, incluant des informations relatives aux droits humains (politiques, codes de conduite, engagements, procédures, gestion de la *supply chain* et éventuelles sanctions) ,
  - > une phase d'audit sur les sites de production des fournisseurs pour vérifier que les pratiques adoptées correspondent aux standards d'EDF Renouvelables ;
- 2 - les clauses contractuelles environnementales et sociales : en signant le contrat, les prestataires s'engagent à respecter les exigences environnementales et sociétales d'EDF Renouvelables et à les appliquer à leurs propres fournisseurs et sous-traitants. Le non-respect de ces exigences peut mener à la résiliation du contrat.

- **Framatome**

La Direction *Supply Chain* de Framatome prend en compte la RSE tout au long du processus achat Framatome, des cahiers des charges et de la définition de certains panels fournisseurs jusqu'à la contractualisation.

Outre les contrôles d'intégrité réalisés en fonction des risques éthiques de ses fournisseurs et qui permettent de détecter les cas de mauvaises pratiques RSE, Framatome a établi une cartographie des risques RSE (environnement, droits humains, santé, sûreté et sécurité) de ses approvisionnements fondée notamment sur des critères de risque pays (localisation des fournisseurs) et de risque activité. Sur la base de ces cartographies, un contrôle est opéré en vue d'apprécier le niveau de conformité des fournisseurs au devoir de vigilance à l'aide d'une évaluation documentaire RSE « ACESIA » réalisée par des auditeurs de l'AFNOR ou d'évaluations équivalentes fournies par les fournisseurs.

- **Dalkia**

En 2023, Dalkia a refondu sa démarche Achats responsables en développant une cartographie des risques RSE de ses achats comprenant 49 segments d'achats et comptant environ 19 000 fournisseurs. Les risques ont été analysés sur tous les domaines de la RSE : environnement, relations et conditions de travail, droits humains, ainsi qu'éthique et conformité. Dix catégories d'achats sont considérées à risques : les fournisseurs d'équipements de travail, de gaz, de pompe à chaleur et groupe froid, d'équipements et matériels mécaniques et hydrauliques, de produits pour le bâtiment, de produits chimiques industriels, de mesure et comptage, d'équipements électriques, de prestations sur les matériels de production de chaleur et de froid et de prestations multi-techniques.

- **Edison**

Edison a mis en place un processus de qualification fondé sur l'utilisation de critères RSE à renseigner par les fournisseurs et comprenant des questions sur les objectifs de durabilité des fournisseurs et le calcul de l'empreinte carbone.

En 2024, des rencontres se sont poursuivies sur le thème « La durabilité dans la chaîne d'approvisionnement : une valeur partagée avec le territoire ». Il s'agit pour Edison d'impliquer l'ensemble de l'écosystème des parties prenantes de sa chaîne d'approvisionnement (fournisseurs, partenaires, acheteurs et salariés d'Edison) sur les enjeux de durabilité en cohérence avec les visions territoriales.

En outre, en 2024, Edison a créé et lancé, en partenariat avec Altis (*Università Cattolica del Sacro Cuore de Milan*), la « *Sustainable Procurement Academy* », une plateforme dédiée à ses fournisseurs pour fournir des ressources éducatives, des outils et des cours spécialisés sur les questions de durabilité environnementale, sociale et de gouvernance. Le champ d'application porte sur les activités d'Edison, incluant celles de ses fournisseurs.

- **Luminus**

La plateforme d'achat de Luminus permet de prévoir des critères de sélection spécifiques, selon les appels d'offres. Ces critères extra-financiers peuvent concerner notamment les émissions de carbone, les emballages, le recyclage, la gestion des déchets ou les transports.

Lors des procédures d'appel d'offres, Luminus exige que les fournisseurs acceptent le code de conduite comme prérequis à toute participation. Les fournisseurs doivent également transmettre leurs statistiques d'accidents, ces informations sont utilisées dans le processus de sélection.

Dans le cadre des processus de sélection de fournisseurs de biens et de services, le département Achats Luminus a développé un outil pour aider et inciter les équipes des projets à intégrer des critères de sélection RSE.

Par ailleurs, pour chaque intervention sur site, les fournisseurs doivent effectuer une analyse de risques complémentaires à celle déjà réalisée par Luminus.

- **EDF au Royaume-Uni**

Au Royaume-Uni, EDF emploie environ 11 500 personnes, avec une chaîne d'approvisionnement d'environ 3 300 fournisseurs. Tous les employés sont tenus de respecter les lignes directrices d'EDF en matière d'éthique (Code de conduite et politique d'éthique et de conduite des affaires). EDF a également mis en place des guides d'accompagnement pour sensibiliser son personnel à ces principes et valeurs, et met à disposition les outils nécessaires pour signaler tout comportement contraire aux principes d'EDF.

Sur la chaîne d'approvisionnement, les risques potentiels d'esclavage et de traite d'êtres humains sont évalués afin d'identifier les secteurs d'achat les plus risqués. Les fournisseurs sont tenus de se conformer à un ensemble de normes, comme l'obligation de procéder à une autoévaluation des risques alignée sur les dix principes du Pacte mondial des Nations Unies. Au Royaume-Uni, EDF encourage sa chaîne d'approvisionnement à adopter une démarche d'amélioration de leurs pratiques sociales et environnementales. EDF met également à disposition de ses fournisseurs un accès direct à différentes ressources, comme le *Supplier's Guide to Diversity and Inclusion* et le *Sustainability and Ethics Supplier Requirements Manual*, qui sont proposés dans le cadre du processus de gestion des relations avec les fournisseurs (SRM). La conformité au Pacte mondial des Nations Unies est vérifiée au cours du processus d'intégration des fournisseurs. Les obligations relatives à l'esclavage moderne sont intégrées dans le processus précontractuel et les fournisseurs sont évalués à toutes les étapes du cycle d'approvisionnement, de la qualification à l'exécution du contrat.

En outre, les accords contractuels obligent les fournisseurs à adhérer aux lois applicables et politiques de groupe d'EDF. Des vérifications supplémentaires sont effectuées tout au long de la relation entre EDF et le fournisseur, proportionnelles au profil de risque et niveau de criticité du fournisseur. Des contrôles d'intégrité sont également menés auprès des principaux fournisseurs, pour s'assurer qu'ils respectent les standards minimaux d'EDF. Les fournisseurs de cette catégorie sont contrôlés régulièrement, en prenant en compte leur niveau de risque et caractéristiques financières.

- **Arabelle Solutions**

Les obligations liées au devoir de vigilance, effectuées lors du processus de référencement des fournisseurs (basée sur le processus « *Know Your Supplier* »), impliquent plusieurs contrôles, en fonction du Scope du fournisseur et des risques associés. Les fournisseurs qui, au nom d'Arabelle Solutions, traitent avec des organismes gouvernementaux (tels que les fournisseurs de services administratifs), les fournisseurs recommandés par les clients et les fournisseurs en construction BTP sont des exemples de catégories à haut risque faisant l'objet d'évaluations de conformité supplémentaires avant intégration. Tous les fournisseurs et sous-traitants qui réalisent des prestations sur sites, gérées par Arabelle Solutions, font l'objet d'un examen supplémentaire, évalué en fonction de la nature des risques sécurité concernés. Cette analyse est réalisée lors du processus de préqualification, par le service *Environment Health & Safety* (EHS) en charge de l'approbation. Des contrôles additionnels, relatifs aux droits humains, sont également réalisées dans le cadre du processus de qualification. Enfin, les Conditions Générales d'achats d'Arabelle Solutions comprennent une section spécifique traitant des exigences EHS.

3.3.3.4.2.3 Formation des acteurs de la filière achats

La formation des salariés permet de transmettre les objectifs et moyens mis en œuvre pour décliner la démarche achats responsable au sein du Groupe. Les achats responsables sont inclus dans de nombreux supports de formation et de sensibilisation :

- la formation initiale des acheteurs ;
- la formation d'accueil des alternants des équipes achats ;
- un module de *e-learning* disponible pour tous les salariés du Groupe ;
- un module de formation pour les participants du parcours « Environnement et Société » du Groupe ;
- une classe virtuelle ouverte à tous les salariés du Groupe.

Dans les dispositifs de formation, un jeu de rôle sur les achats responsables a été créé et intégré. Construit sur un cas concret réaliste, il permet d'explorer tous les leviers possibles déclinables lors d'un achat en prenant conscience des compromis nécessaires entre les différents enjeux RSE, les coûts et les délais d'un achat.

Plus généralement, l'*e-learning* « les droits de l'homme dans l'entreprise » développé avec l'association « Entreprises pour les droits de l'homme » (EDH), est accessible à l'ensemble des salariés. Une classe virtuelle a également été créée en 2023 pour former les salariés aux droits humains. Ces outils servent à sensibiliser les salariés à la compréhension des notions couvertes par les droits humains et des applications pratiques au sein du Groupe sur l'ensemble de la chaîne de valeur (salariés, fournisseurs, sous-traitants, communautés locales...). Le Groupe propose également aux salariés du Groupe des formations organisées par EDH pour former aux droits humains, devoir de vigilance et standards internationaux ou encore à l'évaluation des impacts sur les droits humains.

De manière spécifique à EDF Renouvelables, les nouveaux acheteurs intégrant la Direction des Achats d'EDF Renouvelables sont sensibilisés aux pratiques d'achats responsables et aux engagements de la Politique Achat et de la Politique environnementale & sociale (E&S).

En complément, en 2024, les acheteurs et ingénieurs auditeurs ont été spécifiquement formés aux audits E&S. Les trois sessions de formation dispensées ont permis de former une quarantaine d'auditeurs internes.

3.3.3.4.2.4 Surveillance des fournisseurs

La vérification du respect des engagements RSE des fournisseurs d'EDF est principalement fondée sur les évaluations, et les audits, documentaires et sur place. La priorisation de ces audits, menée par la DAG repose sur une cartographie des risques (voir la section 3.3.3.4.2.1 « La Direction des Achats Groupe »).

Niveau de risques RSE

Les risques RSE en matière d'achats sont détaillés dans le Plan de vigilance (voir la section 3.6.6.5.1 « Identification des risques saillants »).

Évaluations internes des prestations

La surveillance des fournisseurs, qui intègre un volet RSE, débute par l'évaluation interne des prestations. Elle est principalement assurée par le métier ou le *contract management*, qui dispose notamment de fiches d'évaluation de la prestation (FEP).

Des audits RSE documentaires et sur place sont menés systématiquement.

Audits documentaires (RSE)

Renseignés et documentés par le fournisseur, ils font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'AFNOR. Le choix des fournisseurs évalués est notamment fondé sur la cartographie des risques fournisseurs et les besoins des acheteurs et des métiers, sur les contrats en cours d'exécution.

En 2024, la Direction des Achats Groupe a poursuivi la campagne d'audits documentaires RSE portant sur les droits humains, spécialement en direction des fournisseurs relevant de catégories d'achats visées dans des rapports internationaux sur le non-respect de droits humains, dans les domaines des vêtements de travail et EPI, du matériel IT, des prestations intellectuelles, des machines statiques et tournantes, du contrôle commande, du génie civil et de l'immobilier.

Toujours dans une approche de maîtrise des risques, des fournisseurs relevant de catégories à risque RSE résiduel majeur ont été questionnés (déménagement, gestion documentaire, manutention dans les prestations tertiaires).

Le choix des fournisseurs évalués est notamment fondé sur la cartographie des risques fournisseur, les besoins des acheteurs et des métiers, et sur les contrats en cours d'exécution. Les catégories évaluées sont choisies en fonction des niveaux de risques qu'elles présentent mais également pour assurer une couverture totale des catégories en risque résiduel majeur sur une période de 2 à 3 ans.

Les évaluations permettent aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale et environnementale.

Au cours de l'année 2024, ce sont environ 350 fournisseurs qui ont été questionnés par la plateforme ACESIA.

Conformément à ce que prévoient les Conditions Générales d'Achat signées par le fournisseur dans le cadre du marché le liant à EDF, en cas d'évaluation insatisfaisante, un audit peut être demandé pour faire vérifier *in situ* par un organisme habilité si les impacts sociaux et environnementaux liés à l'activité du titulaire et de ses sous-contractants sont conformes aux dispositions du marché et de la Charte de Responsabilité Sociétale d'EDF. *A contrario*, en cas de résultats satisfaisants, les pratiques vertueuses des fournisseurs peuvent être mises en valeur, comme cela a été le cas dans l'outil de gestion des voyages professionnels de l'entreprise en indiquant les établissements s'étant distingués positivement par leurs pratiques.

Audits RSE sur place diligentés par la Direction des Achats Groupe

Le Scope de ces audits couvre l'ensemble des champs de la RSE : politiques, engagements et pratiques environnementales, droits humains (santé-sécurité des personnes, travail des enfants, travail forcé, conditions de travail, prévention contre la discrimination et le harcèlement), éthique des affaires.

Les audits *in situ* chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants. Les audits RSE sont déclenchés sur la base de la cartographie des risques fournisseurs, et du retour d'expérience sur les conditions d'exécution des contrats, capitalisé par les Responsables Catégories d'Achats avec le concours des entités métiers.

Les audits ont pour but d'éprouver les engagements RSE adoptés et consistent en audits de terrain (siège, site de production du fournisseur ou chantier sur un site EDF).

Des audits RSE sont réalisés sur des catégories d'achats pour lesquelles des progrès sont attendus., En 2024, parmi les audits réalisés dont près de 32 % hors de France (essentiellement en Chine et au Maroc), les catégories concernées sont notamment les chantiers industriels, les fournitures industrielles (EPI et vêtements de travail, les machines statiques et la formation.

Conformément à ce que prévoient les Conditions générales d'achat signées par le fournisseur dans le cadre du marché le liant à EDF, en cas de résultat insuffisant ou non satisfaisant à l'audit, il est demandé au fournisseur de mettre en œuvre les actions nécessaires pour résorber les écarts constatés dans le rapport. Des audits de suivi sont réalisés pour vérifier la mise en œuvre des actions. Si les audits de suivi s'avèrent toujours insuffisants, et à la lumière de l'ensemble des éléments de suivi contractuels (fiches d'évaluation insuffisantes, plans d'action non efficients, courrier de mise en demeure sans réponse...), la suspension ou rupture du marché est alors prévue dans les clauses contractuelles.

Surveillance des fournisseurs et prestataires des autres entités du Groupe

Dans le groupe **EDF Renouvelables**, l'évaluation environnementale et sociale des fournisseurs s'inscrit dans le cadre du processus de qualification des fournisseurs et s'effectue en deux phases :

1. Analyse documentaire multidisciplinaire : les fournisseurs doivent compléter, entre autres, le questionnaire RSE d'EDF Renouvelables (*sustainability questionnaire*), un outil structuré autour de 4 domaines d'évaluation :

- gouvernance de la RSE ;
- gestion environnementale ;
- gestion sociale ;
- pratiques d'achats responsables.

Des réponses précises et accompagnées de documents justificatifs sont attendues. Les réponses non documentées ne sont pas prises en compte dans l'évaluation.

2. À la suite de cette première étape, et si aucune alerte critique n'est identifiée, le site de production du fournisseur à qualifier est audité. Outre les critères techniques, les aspects environnementaux et sociaux sont également audités afin de vérifier que les engagements et les systèmes de managements décrits dans le questionnaire RSE sont effectivement et correctement implémentés, et correspondent aux standards d'EDF Renouvelables.

Par ailleurs, les départements Achats et Développement Durable d'EDF Renouvelables organisent des réunions annuelles avec les fournisseurs qualifiés, afin de partager la stratégie RSE des principaux fournisseurs.

- En 2024**,** **Dalkia** a adressé son nouveau questionnaire d'autoévaluation, intégrant un module RSE, auprès de 1 655 sous-traitants. Ce questionnaire est exigé de tous les nouveaux sous-traitants de Dalkia En complément, les responsables de familles d'achats ont réalisé 9 audits.
- Sur la base de la cartographie des risques RSE de **Framatome**, un contrôle est opéré en vue d'apprécier le niveau de conformité des fournisseurs au devoir de vigilance (droits humains, santé sécurité et environnement) à l'aide d'une évaluation documentaire RSE « ACESIA » réalisée par des auditeurs de l'AFNOR ou d'évaluations équivalentes fournies par les fournisseurs.
- **Luminus** a développé un mécanisme d'évaluation de ses fournisseurs de services effectuant des interventions sur ses sites de production. Ces évaluations abordent entre autres les procédures de sécurité et de protection des travailleurs mises en œuvre par ses fournisseurs. Le résultat de ces évaluations est utilisé à des fins d'amélioration du marché en cours et dans le processus de sélection de fournisseurs pour des projets futurs.
- Lors du référencement des fournisseurs, le service Qualité Fournisseurs peut décider de réaliser un audit « *Supplier Responsibility Governance* (SRG) » pour évaluer la conformité du fournisseur à la législation locale et aux exigences d'**Arabelle Solutions**. Cette décision dépend principalement de la localisation du fournisseur (par ex. : pays soumis à restrictions/sanctions ou à haut risque) et de sa chaîne d'approvisionnement. Le questionnaire SRG contient une série de questions et de listes de contrôle conçues pour recueillir des informations sur : les processus commerciaux ; le travail des enfants et le travail forcé ; la conformité en matière de salaire et de temps de travail ; les conditions de vie (lorsque des logements sur site sont fournis) ; la performance environnementale, la performance en matière de santé et de sécurité ; les conditions de travail, la discrimination et le harcèlement, le système de management et les indicateurs associés. En 2024, 8 audits SRG ont été réalisés sur un total de 84 audits fournisseurs tout type confondu (*Quality Management System, Non Destructive Testing, Nuclear Safety,* etc.). Tous les fournisseurs audités sont localisés en Inde. En cas d'écart significatif, le résultat de l'audit entraîne le rejet du partenariat avec le fournisseur. Les contrôles d'audits sont enregistrés dans l'outil de gestion des fournisseurs, et les actions sont suivies jusqu'à leur clôture.

3.3.3.4.3 Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles

3.3.3.4.3.1 Chaîne d'approvisionnement uranium

EDF s'approvisionne principalement à long terme *via* des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, dans la plupart des principaux pays producteurs (Australie, États-Unis, Canada, Kazakhstan...). Les contrats ont été progressivement complétés par des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les attentes d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux.

Référentiel d'audit

Le dispositif d'audits de mines d'uranium qu'EDF met en œuvre depuis 2011, permet de s'assurer des bonnes conditions environnementales, sociales et sociétales d'extraction et de traitement du minerai. La méthode et la grille d'évaluation ont été élaborées avec WNA (*World Nuclear Association*) [1]. Cette méthode s'appuie sur les standards internationaux dont *The World Nuclear Association's Sustaining Global Best Practices in Uranium Mining and Processing : Principles for Managing Radiation, Health and Safety, and Waste and the Environment, The Global Reporting Initiative's (GRI), Sustainability Reporting Guidelines & Mining and Metals Sector Supplement* et *The International Council on Mining and Metals* (ICMM) *Sustainable Development Framework*. La question de la sécurité, particulièrement critique dans le cadre du domaine minier (sécurité du process), constitue un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Ce référentiel prend en compte la problématique des droits humains et des libertés fondamentales (droits humains, registre d'alertes, droits des personnes autochtones, radioprotection), la santé sécurité des personnes et l'environnement, compris dans son acception la plus large (gaz à effet de serre, eau, biodiversité déchets, réhabilitation des sites après extraction).

Audits

EDF réalise chaque année des audits de mines *via* des moyens internes avec un support ponctuel d'auditeurs externes. Les rapports d'audit présentent des points forts, des recommandations et des suggestions. Parmi ces dernières, les plus récurrentes concernent la santé sécurité (comme les contrôles radiologiques, la mise à disposition et le port d'équipements individuels de protection adaptés, l'affichage des consignes de sécurité et l'emplacement du matériel incendie dans les locaux, ou l'organisation de formations sur la sûreté nucléaire), le rappel de la nécessité d'analyser les causes et de tracer les actions correctrices après tout incident ou accident, les actions de suivi de l'empreinte environnementale (notamment les émissions de CO_2), les conditions de travail et d'hébergement (notamment sur les « bases vie ») ou la correction des écarts observés (calibration des instruments de mesure, traçabilité des certifications délivrées). Les recommandations issues des audits sont reprises dans les plans d'actions et d'amélioration continue des fournisseurs. Chaque fournisseur est audité tous les trois ans.

3.3.3.4.3.2 Chaîne d'approvisionnement charbon

Depuis la reprise de ses contrats de charbon par JERA Trading (JERAT), EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un promoteur de Bettercoal, l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont EDF a été membre fondateur. Bettercoal réunit des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon pour faire progresser la RSE dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, particulièrement dans les mines, et notamment pour s'assurer du respect des droits fondamentaux.

La démarche opérationnelle s'articule autour d'un code couvrant les principes éthiques, sociaux et environnementaux et des dispositions pertinentes pour les compagnies minières. Ce référentiel prend en compte des exigences de performance générale, y compris les systèmes de management, mais aussi de performance concernant : l'éthique et la transparence ; les droits humains et du travail (tels que la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants, le droit à un salaire décent) ; les questions sociales (y compris la santé et la sécurité) ; et l'environnement.

JERA Trading, fournisseur d'EDF, est devenu membre de Bettercoal. Aucune transaction n'a été effectuée en 2024.

(1) *Guidelines for Evaluating Supplier Performance at Uranium Mining and other Processing Sites in the Nuclear Fuel Supply Chain.*

3.3.3.4.3.3 Chaîne d'approvisionnement gaz

Edison et le Département Gestion des Actifs Gaziers du groupe d'EDF (DGAG) appliquent un processus d'évaluation de l'intégrité des relations d'affaires qui prend en compte les Droits humains. Ces contrôles d'intégrité sont réalisés par le biais d'un processus étendu de connaissance de la contrepartie potentielle (*Know-Your-Counterpart*), qui s'inscrit dans le cadre de la politique éthique et conformité du groupe EDF. Cette vérification est effectuée avant même le début d'une éventuelle relation avec une contrepartie potentielle, et la vérification est répétée périodiquement même après l'établissement d'une relation commerciale.

En ce qui concerne les contreparties engagées dans des contrats de fourniture de gaz, Edison et DGAG suivent régulièrement les nouvelles informations (y compris en matière de droits humains), susceptibles d'avoir un impact négatif sur la réputation des contreparties et celle du groupe EDF. Cette évaluation s'applique à tous les contrats, et tout particulièrement aux engagements gaziers long terme (de durée supérieure à 5 ans) du Groupe.

En ce qui concerne les activités de négoce de gaz du Groupe, EDF Trading applique un processus de diligence raisonnable à toutes les contreparties existantes ou potentielles qui englobe les questions liées aux droits humains. Ce processus est fondé sur les normes internationales en matière de droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter dans le cadre de ses relations d'affaires. En outre, EDF Trading surveille en permanence ses contreparties afin d'identifier tout problème éventuel.

3.3.3.4.3.4 Chaîne d'approvisionnement biomasse

La note d'application Groupe sur la biomasse durable intègre un volet droits humains indiquant les risques principaux pouvant être présents sur cette chaîne de valeur : travail des enfants, travail forcé, conditions de travail dégradées, respect des droits des populations autochtones. Ces risques peuvent être aggravés du fait de la présence éventuelle de travailleurs vulnérables (travailleurs migrants, situation de travail informel, ...). Le Groupe préconise de mettre en œuvre des diligences de pré-contractualisation concernant la conformité de la chaîne d'approvisionnement, ainsi que l'intégration de clauses spécifiques lors de la contractualisation. Par ailleurs, les fournisseurs sont tenus de respecter la charte RSE entre EDF et ses fournisseurs, pièce constitutive des marchés (voir la section 3.3.3.4.2.1 « La Direction des Achats Groupe »).

3.3.3.4.3.5 Transport du combustible

Dans le cadre de la politique d'affrètement des sociétés du Groupe, l'affrètement, ainsi que l'approbation des navires devant décharger des combustibles liquides dans les installations portuaires opérées par le Groupe, prévoit systématiquement un contrôle ou un *vetting* effectué en s'appuyant sur les services de *Rightship*. Cette entreprise évalue les navires selon son référentiel de *vetting* qui comprend différents critères liés à la protection des travailleurs, dont :

- la vérification que l'armateur ne figure pas sur la liste noire pour abandon de marins (liste de l'OIT) ;
- cette même vérification est effectuée pour le navire lui-même ;
- la recherche d'éventuels signalements pour « *human rights at Sea Infringements - Poor working-living conditions* » ;
- la vérification que le navire ne bat pas pavillon d'un pays non signataire de la convention MLC (*Maritime Labour Convention*) de 2006 et dans ce cas, si ce dernier est en conformité avec un dispositif équivalent.

En outre, les navires affrétés par Edison pour le transport de *small scale LNG* [1] sont sous pavillon français, et l'État contractant doit se conformer, pour tous les aspects liés à la propriété, l'exploitation et à la gestion du navire, aux règles suivantes :

- les conventions, lois et règlements internationaux, dont les sanctions internationales ;
- les règlements et directives de l'Union européenne ;
- les lois et règlements de l'État du pavillon du navire ;
- les lois et règlements des ports et autres lieux où le navire fait escale, et des eaux dans lesquelles il transite.

Enfin, pour les navires affrétés par Edison et EDF pour des contrats FOB [2], battant également pavillon français, les contrats prévoient des conditions d'emploi du personnel et de l'équipage du navire en ligne avec les standards de la Fédération internationale des ouvriers du transport (ITF). Le navire doit disposer d'une *Blue Card* (certification internationale) ou d'une certification équivalente.

En termes contractuels, l'armateur doit remonter au Groupe, toutes informations relatives à la santé, la sécurité des salariés et l'impact environnemental des navires, y compris les déversements en mer et les émissions de polluants.

3.3.3.4.4 Processus de prise en compte des droits des travailleurs dans les projets

3.3.3.4.4.1 Le processus de décision d'investissement du Groupe

Les projets et investissements soumis à l'approbation des divers Comités des engagements du Groupe, et en particulier ceux du Comité exécutif du Groupe (CECEG) font l'objet d'un avis de la Direction Impact élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe. Lorsque nécessaire, la Direction Impact organise des *due diligences* spécifiques à ces enjeux. Pour l'analyse des projets significatifs pour le CECEG voir la section 3.1.2.1.2.5 « Le Comité des engagements du Comité Exécutif Groupe (CECEG) ».

Concernant les investigations à réaliser en matière d'éthique et conformité dans le cadre des opérations de croissance externe d'EDF, le groupe EDF est régulièrement amené à réaliser des opérations de souscription ou acquisition de titres d'entités françaises ou étrangères dans le cadre de partenariat, de grands projets ou d'opérations de croissance externe ou d'investissement. Un guide méthodologique recense et propose de manière pratique les diverses diligences à réaliser en matière d'éthique et de conformité, dont le devoir de vigilance. À ce titre, une série de diligences à réaliser ou actions à mettre en œuvre à chaque phase d'un projet d'acquisition de façon chronologique et graduelle en fonction du niveau de risque identifié à chaque étape du projet en matière de droits humains, de santé sécurité et d'environnement.

3.3.3.4.4.2 Dans les projets internationaux

Au niveau du management des projets

En fonction du contexte du projet, une Étude d'impact sur les droits humains (EIDH [3]) est réalisée. Elle s'appuie sur les principes définis par les UN *Guiding Principles on Business and Human Rights*. Ces études placent l'identification des droits humains impactés au centre de l'analyse. Elles incluent un bilan de l'état des droits humains dans le pays ainsi que dans la zone du projet, une cartographie des parties prenantes orientées sur les droits humains (listant les détenteurs de droits ou *rights-holders* et d'obligations ou *duty bearers*), l'analyse des impacts du projet sur ces droits et le développement de mesures d'atténuation. Ce type d'étude identifie les activités dites à risque en fonction de leur importance et sensibilité. Ces études sont généralement confiées à des consultants nationaux ou internationaux spécialisés sur cette thématique, et pilotées par les référents internes Droits humains d'EDF. Les conclusions de ces études ont vocation à être intégrées dans l'ensemble des activités de développement, de réalisation, d'exploitation et de fin de vie du projet, *via* un système de management *ad hoc* (politique interne Droits humains, référent Droits humains et correspondants, outils contractuels, audits et suivi de performance, reporting, etc.). Elles concernent aussi bien les communautés impactées que les travailleurs, l'emploi de forces de sécurité, le système d'alerte et la protection des lanceurs d'alerte, etc.

(1) *Small scale LNG* : le GNL à petite échelle (SSLNG) fait référence en général aux installations liées au GNL (terminaux de réception, unités de stockage, navires, etc.) présentant des caractéristiques similaires mais d'une ampleur inférieure à celle des infrastructures de GNL conventionnelles.
(2) FOB, ou « free on board » signifie que le vendeur fournit les marchandises sans frais de transport et assurance.
(3) EIDH – *Human Rights Impacts Assessment and Management.*

En termes opérationnels

En termes opérationnels, un grand nombre de projets sont développés à l'international, notamment par la Direction Internationale du Groupe ou par EDF Renouvelables.

Il est précisé que les activités de la Direction Internationale d'EDF SA seront désormais regroupées au sein d'EDF Renouvelables. Ce projet de rapprochement répond à deux objectifs principaux : (i) déployer plus efficacement les activités du Groupe en matière d'énergie bas carbone (hors nucléaire et hors hydraulique France) et de solutions de flexibilité, en cohérence avec les ambitions du Projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et avec l'évolution du marché ; (ii) rendre l'organisation du Groupe plus efficace et plus lisible à l'international pour toutes les parties prenantes externes et internes. Ce projet a vocation à se déployer au cours du premier semestre 2025.

Les risques de droits humains sont appréhendés et gérés aux différentes étapes des projets :

- en phase de pré-développement, pour les « nouveaux » pays une évaluation est effectuée en s'appuyant sur l'outil Verisk Maplecroft®, ou d'autres sources internes et externes. Des *due diligences* spécifiques peuvent également être menées pour des secteurs particuliers avec des risques identifiés ;
- en phase de développement, en fonction des risques pays identifiés, croisés avec les spécificités des projets, une étude *Human Rights Impact Assessment and Management* (HRIAM), pourra être lancée, afin de préciser le contexte « Droits humains » dans la zone du projet, en lien avec les activités futures de développement et construction :
  - > établir une matrice des risques et opportunités générés par le projet concernant les droits humains,
  - > identifier les « porteurs de droits »,
  - > identifier les études sociales et environnementales qui devront incorporer un volet droits humains,
  - > proposer une Politique Droits humains pour le projet.

À défaut, un volet droits humains pourra être intégré dans l'étude d'impact du chaque projet du Groupe

- des clauses relatives aux droits humains sont systématiquement incluses dans les principaux contrats du projet (type « EPC [1] »), pour la réalisation d'infrastructures majeures type hydroélectrique, parcs photovoltaïques, parcs éoliens, mais aussi pour des contrats plus petits type générateur photovoltaïque pour clients « C&I » (Commerces et Industrie), notamment en Afrique sub-saharienne ;
- en phase de construction, les mécanismes de réclamation et de gestion des plaintes sont mis en œuvre, à disposition des travailleurs et des communautés (en plus de ceux d'EDF et des éventuels bailleurs).

En Ouzbékistan, EDF, Nebras, Sojitz et Kyuden développent un cycle combiné gaz. Sa construction est confiée à Harbin Electric International et son financement est notamment assuré par la Société Financière Internationale. Plus de 1 100 ouvriers sont actuellement mobilisés sur le site, pour moitié recrutés localement et une autre moitié constituée de travailleurs chinois. Ils devraient être près de 2 500 au pic de la construction. Une attention particulière est portée aux conditions de travail des ouvriers sur le chantier avec l'application des bonnes pratiques internationales pour les aspects santé sécurité (OHS). Les conditions d'hébergement ont été particulièrement contrôlées lors du démarrage de la construction, alors que la base vie n'était pas encore disponible. En 2024, une attention a été portée sur les aspects contractuels (contrats de travail, qualité des fiches de paie, notamment pour les salariés chinois recrutés en Chine), au respect des horaires de travail, à la libre circulation des salariés, ainsi qu'aux aspects santé-sécurité (démarrage des travaux en hauteur). Les exigences du client (le Projet) sont reportées dans le contrat de construction et « cascadées » dans la chaîne de sous-traitants. Une équipe ESHS (dédiée aux domaines environnementaux, sociaux et santé-sécurité) est en charge de vérifier la bonne performance, en matière de RSE, du constructeur et de ses sous-traitants, en relation étroite avec la même équipe présente du côté du constructeur. Les 30 hectares de terrain agricole requis pour la construction de la centrale n'ont pas nécessité de déplacement physique de personnes. La quinzaine d'agriculteurs qui utilisaient ces terrains et arbres (fruitiers ou non) ont été dédommagés, à un niveau supérieur à celui requis par la réglementation nationale. Des programmes de support à leurs activités professionnelles sont déployés. Un ingénieur conseil indépendant (le *Lender's Independent E&S Consultant* - LIESC) vérifie trimestriellement que les exigences ESHS des bailleurs sont bien respectées. Les tirages des prêts pendant toute la phase de construction sont soumis au bon respect de ces engagements.

À la suite de l'acquisition de *US Chillers*, filiale de Dalkia basée à Dubaï, au Qatar, au Bahreïn, en Arabie saoudite et aux États-Unis, et à son intégration dans le Groupe, un audit interne santé sécurité a été effectué en 2023. Cette entité comprend environ 380 collaborateurs hors États-Unis, dont 99 % sont des travailleurs migrants. Un diagnostic des conditions de travail et de santé sécurité a été finalisé, le déploiement des pratiques de santé et de sécurité a été entrepris. Les mesures suivantes ont également été prises : mise en conformité des logements collectifs des travailleurs à Dubaï et au Bahreïn et mise en place d'un salaire minimum. Les travaux d'intégration se sont poursuivis en 2024 avec notamment la réalisation des actions suivantes :

- le déploiement des normes ISO 9001 et 14001 au Bahreïn et au Qatar à fin 2024 ;
- la planification du déploiement des normes ISO 9001, 14001 et 45001 en Arabie saoudite en 2025 et 45001 aux UAE, Bahreïn et Qatar en 2025/2026 ;
- la mise en place pour les travailleurs de Dubaï d'une indemnité pour l'utilisation de leur smartphone personnel et d'une indemnité pour le nettoyage des vêtements ;
- le déploiement pour Dalkia *US Chillers* de sessions de formation sécurité sur les sites clients à partir de novembre 2024 et jusqu'à fin 2025 ;
- la réalisation d'un audit des conditions de logement des sous-traitants en Arabie saoudite et la définition d'un plan d'actions à engager par le management local en 2025.

3.3.3.5 Cibles et indicateurs relatifs aux travailleurs de la chaîne de valeur

En 2025, la filière achat prévoit d'homogénéiser les critères d'évaluation de la performance des achats responsables, au travers des trois piliers suivants :

- outiller les fonctions achats ;
- embarquer les fournisseurs ;
- mesurer l'impact de la chaîne de valeur.

Une cible sur l'accompagnement des fournisseurs est en cours de définition en 2025 : elle permettra d'intégrer les contributions de l'ensemble des entités de la filière achat.

En 2024, les indicateurs et résultats sont décrits dans le tableau ci-dessous :

Enjeu de durabilité	Indicateurs associés	Cible	Revue	Périmètre	Résultats
Accompagnement des fournisseurs	Nombre de qualifications, d'audits et d'évaluations intégrant un volet RSE ou Santé Sécurité	Objectif Groupe en cours de définition	Annuelle	EDF SA Dalkia Edison Framatome	31 audits 3 633 évaluations

(1) Contrat EPC : *Engineering Procurement and Construction* : www.cmr-group.com/contrat-epc

3.3.4 ESRS S3 - Communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités et s'engage également à organiser de façon systématique, et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet lié à une installation mobilisant un budget de plus de 60 millions d'euros et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement (voir la section 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées »).

Le groupe EDF s'engage à contribuer au développement des territoires au sein desquels il opère par sa contribution en termes d'emplois locaux (dont les emplois solidaires et la formation), d'achats locaux et de création de valeur économique, et par sa contribution fiscale. Grâce à la diversité de ses offres de compétences et de services de proximité, le Groupe participe à la qualité de la vie économique et sociale des territoires où il opère. Dans les pays en développement, le groupe EDF s'engage tout spécialement en matière d'accès à l'énergie et de développement d'énergies bas carbone.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les impacts et risques suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Droits humains (1) (*cf.* section 3.3.4 dans son ensemble)	Atteintes aux droits des populations locales	Les activités de construction peuvent générer des déplacements de populations ou des conséquences négatives pour les communautés locales et en particulier autochtones liées à des consultations inadéquates.	Court, moyen et long terme
Santé et sécurité de tous (1) (*cf.* section 3.3.4.4.1)	Santé et sécurité de tous (transverse aux normes S)	Les activités et éventuels accidents/incidents, dont ceux en lien avec la sûreté, sur toute la chaîne de valeur peuvent affecter la santé et sécurité des communautés locales (ex. accident lors de transport de matières premières, accidents d'exploitation, pollutions des sols/air/eau, génération de déchets, recours à des forces de sécurité).	Court, moyen et long terme
Développement territorial (2) (*cf.* sections 3.3.4.4.2, 3.3.4.4.3, 3.3.4.5)	Contribution au développement	Le Groupe contribue au développement des territoires dans lesquels il est implanté à la fois en termes d'emplois locaux, d'achats locaux, de création de valeur économique et fiscale.	Court, moyen et long terme
	Résilience des territoires	La mise en œuvre d'infrastructures peut contribuer à l'amélioration de la résilience des territoires, notamment dans les pays avec un faible taux d'accès à l'électricité.	Court, moyen et long terme

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.
(2) Sous-thème défini par EDF.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Dialogue et concertation avec les parties prenantes (1) (*cf.* section 3.3.4.2, 3.3.4.3, 3.3.4.5)	Insuffisance de concertation des parties prenantes	Les risques d'insuffisance des dispositifs d'implication et de concertation des parties prenantes pour la création et modification d'ouvrages peuvent mener à l'abandon de projets portés par le Groupe.

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.

La construction et l'exploitation des infrastructures d'énergie peuvent avoir des conséquences négatives pour les communautés locales et l'environnement. Cela peut inclure des violations des droits humains, des déplacements de populations, et des risques pour la santé et la sécurité des populations dues à la pollution de l'air, de l'eau et du sol, ainsi qu'aux accidents potentiels liés à diverses formes de production d'énergie. Par ailleurs, les chaînes d'approvisionnement et les processus de consultation inadéquats peuvent également avoir des impacts négatifs. Cependant, le Groupe s'efforce de contribuer au développement économique et social des régions dans lesquelles il opère, par exemple à travers ses contributions à l'emploi, au tourisme, à l'éducation et par ses taxes et redevances. De plus, en privilégiant les achats locaux et en soutenant le développement des PME, le Groupe aide au développement territorial. En outre, en exploitant et en développant de nouveaux moyens de production d'électricité décarbonée, EDF fournit des infrastructures qui peuvent bénéficier aux communautés locales dans un contexte de changement climatique. Enfin, EDF participe à l'électrification des pays dans lesquels l'électricité est vecteur d'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation ou au développement.

Le Groupe considère les intérêts, points de vue et droits des communautés affectées, y compris le respect des droits humains dans la détermination de sa stratégie et de son modèle économique, notamment *via* son processus de dialogue avec les communautés affectées. Un risque matériel pour le groupe EDF identifié à la l'issue de l'analyse de double matérialité est celui du potentiel abandon de projets portés par EDF à la suite de la faible prise en compte ou la perception du manque de prise en compte des retours des consultations des communautés locales ou du débat public en France (intérêts des populations, élus) dans les décisions. Pour plus d'information sur le processus de dialogue avec les communautés locales, voir la section 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées ».

Un impact négatif potentiel sur les communautés affectées, pouvant survenir d'un processus de dialogue inadéquat, a été identifié, notamment lors de la construction d'infrastructures dans certaines géographies. *via* ce processus de dialogue avec les communautés affectées, le Groupe vise à éviter ou réduire la gravité des impacts matériels potentiels liés aux déplacements de populations ou aux activités et incidents affectant la santé et sécurité des communautés.

Dans le cadre de l'identification des impacts, risques et opportunités matériels en lien avec les communautés affectées, le Groupe a inclus l'ensemble des communautés affectées sur lesquelles le Groupe est susceptible d'avoir des impacts matériels. Les impacts peuvent ainsi affecter les communautés dans les cas de figure suivants :

- en grande majorité, les impacts positifs et négatifs peuvent affecter des communautés vivant ou travaillant à proximité des sites d'exploitation, installations ou autres lieux d'activité de l'entreprise, ou de communautés plus éloignées affectées par les activités menées sur ces sites (par exemple, dans le cas d'une potentielle pollution de l'eau en aval) ;
- certains impacts négatifs identifiés concernent des communautés se trouvant dans la chaîne de valeur de l'entreprise (par exemple, les communautés affectées par l'exploitation des installations des fournisseurs ou par les activités des prestataires de services de logistique ou de distribution) ;
- des impacts négatifs ont été identifiés pour des communautés se trouvant à l'une des extrémités ou aux deux extrémités de la chaîne de valeur (par exemple, au point d'extraction de métaux ou de minéraux, ou à proximité des sites de dépôt de déchets potentiellement radioactifs) ;
- un impact négatif a été identifié pour les activités de construction du Groupe comme pouvant particulièrement concerner des communautés locales ou autochtones et particulièrement dans certaines géographies.

Parmi les impacts négatifs identifiés, certains sont des impacts liés à des incidents ponctuels propres aux activités du Groupe ou à une relation d'affaires en particulier, par exemple les impacts sur la santé et sécurité des populations liés à des aléas ou accidents d'exploitation liés aux installations du Groupe. D'autres impacts négatifs sont des impacts étendus ou systémiques dans les contextes ou EDF opère ou s'approvisionne ou dans ses relations d'affaires, par exemple les impacts sur la santé et sécurité des populations liés à la production de matières premières dans l'amont de la chaîne de valeur ou encore la présence en zone de conflits ou dans des régimes non démocratiques.

Le Groupe a identifié la manière dont les communautés affectées présentant des caractéristiques particulières, c'est-à-dire celles exerçant des activités ou vivant dans des contextes particuliers, ou présentant un caractère de vulnérabilité, peuvent être exposées davantage à un risque de préjudice, par exemple pour les peuples autochtones ou les populations résidant dans des zones de conflit ou des régimes non démocratiques. L'identification de ces communautés a été réalisée *via* la revue documentaire, ainsi que *via* l'avis d'experts internes et externes.

Parmi les impacts positifs identifiés, on peut citer le développement territorial et la création de valeur économique, en termes d'emploi, de tourisme, de formation, de taxes et de redevances ; les achats locaux pouvant bénéficier aux entreprises à proximité, aux populations riveraines et aux autorités publiques des territoires où sont situées les installations du Groupe. Dans certaines géographies, le Groupe doit adapter ses installations au changement climatique, ce qui peut également bénéficier aux communautés locales. À l'international, le Groupe développe des projets permettant l'électrification du pays et/ou sa transition énergétique et peut permettre par ce biais d'améliorer l'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation ou au développement économique.

Un risque matériel pour le groupe EDF, identifié à la l'issue de l'analyse de double matérialité est celui du retard ou du potentiel abandon de projets portés par EDF à la suite de la faible prise en compte ou la perception du manque de prise en compte des retours des consultations des communautés locales ou du débat public en France (intérêts des populations, élus) dans les décisions. Ce risque est identifié sur le périmètre France et ne s'applique donc pas à l'ensemble des communautés affectées.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels identifiés ci-avant.

3.3.4.1 Politiques relatives aux communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales et populations autochtones concernées par ses activités, les IROs présentés ci-dessus sont couverts par les engagements Droits humains du Groupe (voir les sections 3.3.1.1 « Engagements en matière de Droits humains » et 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées ») et par la politique Responsabilité sociétale du Groupe dans son engagement relatif à la responsabilité des territoires (voir la section 3.1 « Informations générales »).

3.3.4.1.1 Engagements vis-à-vis des communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités (voir les sections 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains » et 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées »).

3.3.4.1.2 Engagements vis-à-vis des populations autochtones

Le groupe EDF s'engage à respecter les spécificités et les droits des populations autochtones concernées par ses activités (voir les sections 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains » et 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées » – sous-section « populations autochtones »).

3.3.4.2 Processus de dialogue avec les communautés affectées

3.3.4.2.1 Consultation, concertation et débat public

Le dialogue et la concertation sont l'un des engagements forts du groupe EDF en matière sociétale. En raison de son histoire, de ses missions de service public, de son rôle d'investisseur et d'exploitant d'installations énergétiques en France et à l'international, le groupe EDF capitalise une longue expérience d'écoute, de dialogue et de concertation avec une grande diversité de parties prenantes, de projets et de territoires.

Principes de dialogue et de relations dans les projets

L'ambition du groupe EDF est d'organiser autour de chaque nouveau projet, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, impliquant les communautés locales et autochtones tout au long du cycle de vie des projets. Les modalités sont spécifiquement adaptées en fonction, d'une part, de la nature, de l'importance et de l'étape du cycle de vie des projets, et d'autre part, des parties prenantes, dont les communautés locales ou peuples autochtones concernés.

Pour tous les projets supérieurs à 60 millions d'euros, le groupe EDF déploie une approche sociétale qui s'appuie sur les principes de l'Équateur [1] en matière d'identification et de participation des parties prenantes, en portant une attention toute particulière aux communautés locales et peuples autochtones. Les impacts de chaque projet font l'objet d'une diligence raisonnable environnementale et sociale, incluant un volet droits humains.

Le dialogue et la concertation sont initiés le plus en amont possible des projets, tout comme les mécanismes publics de réclamation et de reporting. Le dialogue se fait directement avec les communautés affectées ou avec leurs représentants légitimes ou encore avec des mandataires en fonction des projets et de leur contexte réglementaire et local (voir les sections 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations » et 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées »).

Un mécanisme public de réclamation est mis en place à un stade précoce du projet. Un reporting public est assuré. Le détail de la doctrine en matière de dialogue, de concertation et de relation aux parties prenantes du Groupe est décliné au sein d'une collection de guides pratiques.

Consultation spécifique des peuples autochtones

Les peuples autochtones peuvent constituer des groupes vulnérables parmi les communautés concernées par un nouvel aménagement. Les projets sont ainsi soumis à un processus de consultation éclairée, respectant les droits et protections dont bénéficient les peuples autochtones dans le cadre du droit national et international. Les circonstances particulières qui exigent un consentement libre, préalable et éclairé (CLIP ou FPIC - *Free, Prior and Informed Consent*) des peuples autochtones, peuvent notamment concerner notamment :

- les projets ayant un impact sur les terres et les ressources naturelles soumises à la propriété traditionnelle ou à l'usage coutumier de ces peuples ;
- les projets nécessitant le déplacement de peuples autochtones ;
- les projets ayant des incidences importantes sur le patrimoine culturel essentiel à l'identité de ces peuples.

Dispositifs d'écoute et de dialogue avec les parties prenantes en France

Les formes de dispositifs d'écoute, de dialogue et de concertation mis en œuvre par EDF sont multiples. Ils sont toujours adaptés à la singularité, au contexte et aux spécificités de chaque projet et de territoire. Une grande diversité d'outils est utilisée, depuis les baromètres d'opinion jusqu'aux dispositifs d'écoute des parties prenantes, menés sous forme d'enquêtes (sondages et questionnaires en ligne principalement) dans le cadre de procédures réglementaires de dialogue.

EDF élabore des dispositifs de dialogue territorial qui permettent l'information et l'association des publics en continu autour des projets, chantiers et installations exploitées par le groupe EDF. Selon l'envergure et la durée des projets, d'autres formats ou dispositifs de concertation sont organisés pour informer et associer les publics en amont, pendant et après la réalisation des projets : concertation volontaire, concertation préalable, concertation continue.

Ces dispositifs de concertation sont complétés par la procédure réglementaire d'enquête publique qui intervient dans le cadre de l'instruction des demandes d'autorisation des projets. Elles permettent aux autorités compétentes de consulter, d'informer et de recueillir formellement l'avis du public, préalablement à la décision d'autorisation administrative.

Les grands projets d'EDF peuvent faire l'objet de « débats publics [2] », sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP).

3.3.4.2.2 Structuration du dialogue avec les parties prenantes

En France, les démarches de dialogue et de concertation sont structurées au sein des organisations d'EDF pour adresser les différentes parties prenantes : acteurs de la société civile, clients, fournisseurs, salariés et représentants du personnel, partenaires, autorités, actionnaires, etc. (voir la section 3.1.3.2. « Intérêts et points de vue des parties prenantes »). Ainsi, les différents niveaux d'EDF sont impliqués : Comex, grandes Directions métiers, Unités (d'exploitation) régionales et locales, équipes opérationnelles en charge du développement des projets. À l'interface entre EDF et les projets développés sur les territoires, EDF s'appuie sur une Direction des Territoires et de l'Action Régionale (DTAR), dont le rôle est d'instaurer un dialogue transversal et de coordination interne et de dialoguer avec les parties prenantes des territoires au plus près des projets et des activités opérationnelles du Groupe.

Au niveau international, chaque filiale consolidée déploie les principes de dialogue et de consultation du Groupe au travers de sa propre organisation locale.

L'amélioration continue des pratiques de dialogue et de concertation

Le groupe EDF a développé un processus d'amélioration des pratiques de dialogue et de concertation, au travers :

- du développement des compétences des managers et des chefs de projet :

Une offre de formations vise à développer chez les salariés la connaissance des parties prenantes, l'appropriation des enjeux et la maîtrise des pratiques de dialogue et de concertation. Ouverte à toutes les directions et filiales France du groupe EDF, elle s'adresse tout particulièrement aux responsables en relation avec les parties prenantes : chefs de projet, managers, délégués territoriaux, communicants et membres des Délégations régionales.

EDF a mis en place un site intranet pour partager les expériences entre les équipes projet. Il s'agit d'un outil collaboratif, de partage des connaissances sous forme d'une base de données. Elle regroupe des documents, référentiels, méthodologies, retours d'expérience sur les démarches conduites pour les projets nucléaires, thermiques, hydroélectriques ou renouvelables. Le détail de la doctrine en matière de dialogue, de concertation et de relation aux parties prenantes du Groupe est décliné au sein d'une collection de guides pratiques. L'ensemble de ces canaux de partage permet de diffuser des enseignements, de capitaliser sur les bonnes pratiques, de développer les compétences afin d'améliorer constamment les processus, outils et actions de dialogue et de concertation.

- de la mise à disposition d'une expertise de haut niveau :

La R&D du groupe EDF dispose depuis trente ans d'une expertise pointue en matière d'acceptabilité locale des ouvrages et y dédie une partie de sa recherche-action. Cette compétence accompagne le Groupe dans la compréhension des enjeux d'acceptabilité, notamment sur les aspects environnementaux et sociétaux. Au-delà de leurs nombreux apports en termes doctrinaux et prospectifs, ces experts accompagnent les directions et les projets.

L'efficacité des actions de concertation est principalement mesurée au travers des bilans de concertation réalisés par la Commission nationale du débat public sous forme d'analyse croisée. Par exemple, pour l'EPR2 de Penly, les principales conclusions du bilan [3] mettent en exergue les résultats suivants, à savoir que le débat a permis :

- d'entendre une large expression et participation des publics y compris les plus jeunes, sous des modalités très variées ;
- de débattre de l'opportunité de réaliser le projet ou non et de ses alternatives, des enjeux socio-économiques qui s'y attachent et de ses impacts sur l'environnement et l'aménagement du territoire ;

(1) Voir le site internet equator-principles.com/)
(2) impactons.debatpublic.fr/debat-public/qu-est-ce-qu-un-debat-public/index.html
(3) www.debatpublic.fr/nouveaux-reacteurs-nucleaires-et-projet-penly/les-enseignements-du-debat-4131

- de répondre aux questions des publics lors des réunions physiques et distancielles et sur la plateforme internet du débat, ainsi que de participer aux échanges préalables sur les controverses techniques et présenter les arguments de la maîtrise d'ouvrage ;
- de mettre en discussion les thématiques et enjeux, tant de niveau national pour le programme, que de niveau local pour le projet à Penly ;
- d'apporter les éléments permettant de prendre la décision [1] d'implantation, tout en prenant en compte les recommandations et demandes de clarification de la Commission particulière du débat par l'équipe porteur de projet et sa note d'accompagnement [2] qui permet d'afficher clairement l'engagement de la concertation dans la durée.

3.3.4.3 Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations

Les dispositifs de recueil et de traitement des plaintes, alertes, signalements et réclamations, sont mis en place au niveau du Groupe [3] (voir aussi la section 3.3.1.2 « système d'alerte du groupe EDF ») et accessible pour chaque projet. Ces dispositifs sont accessibles à toute personne potentiellement impactée par les activités du Groupe et garantissent la confidentialité des alertes et des alerteurs. Par ailleurs, des dispositifs de collecte et de traitement des questions sont également mis en place localement.

Au niveau international, chaque projet met en place un mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes (MGRP).

Au Malawi, le consortium entre EDF et l'entreprise norvégienne SCATEC développe le projet Mpatamanga de construction d'une centrale hydroélectrique de 361 MW, lancé par le gouvernement, qui a débuté en 2022 avec une mise en service prévue en 2025 ou 2026. Ce projet dispose d'un mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes permettant aux parties prenantes d'adresser à la société de projet MHPL (Mptamanaga Hydro Power Limited, société de droit malawien) leurs requêtes, plaintes et questions. Celles-ci peuvent être adressées de différentes manières :

- en physique auprès d'un membre de MHPL, au ministère de l'Énergie à Lilongwe ou auprès d'un membre d'un GVGRC (*Group Village Grievance Redress Committee* [4]) ;
- par téléphone, SMS ou WhatsApp ;
- par courrier ou courriel.

Les requêtes et les plaintes sont triées selon leur catégorie afin d'être traitées par MHPL et GVGRC :

- les plaintes sont traitées selon la procédure classique de gestion des requêtes et des plaintes décrites selon le schéma ci-dessous ;
- les incidents sont traités selon la procédure de règlement des incidents ESHS (*Environmental, social health and safety*) ;
- les violences basées sur le genre, le harcèlement, l'exploitation et les abus sexuels sont adressés à partir de la procédure GBV (*Gender-Based Violence*) ;
- les questions, remarques et commentaires sont adressés selon le processus de gestion QCC (*Questions, Comments & Concerns*).MHPL informe les parties prenantes de l'existence de ce mécanisme grâce aux GVGRC sur le terrain ainsi que par la diffusion d'informations au cinéma communautaire et autres médias. Depuis le début du projet, 20 plaintes ont été reçues, dont 19 ont été résolues et une encore en cours de résolution à fin 2024.

En Oman, EDF Renouvelables, en consortium avec la société sud-coréenne Korea Western Power Co, développe la centrale solaire Manah I Solar, qui affichera une capacité de 500 MW. Cette installation, dotée de plus d'un million de panneaux photovoltaïques bifaciaux et de trackers, s'étend sur une superficie totale de 15 millions de mètres carrés. Sa mise en service est prévue pour 2025.

Pour garantir une communication efficace et la prise en charge des préoccupations pendant la phase de chantier, le projet intègre un mécanisme de gestion des plaintes articulé autour de deux piliers principaux :

- l'instauration d'un numéro WhatsApp dédié, permettant l'envoi de messages écrits ou vocaux de la part des travailleurs ;
- la communication de ce numéro, ainsi que les détails du système de gestion des plaintes, lors des sessions d'intégration destinées aux nouveaux travailleurs.

Les plaintes reçues sont consignées dans un registre spécifique, géré par l'équipe HSE (Hygiène, Santé-Sécurité et Environnement) du projet. Cette équipe, polyglotte, assure une prise en charge adéquate des plaintes, reflétant l'engagement du projet envers une gestion responsable des retours des parties prenantes.

3.3.4.4 Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées

3.3.4.4.1 Santé et sécurité de tous

Le groupe EDF s'engage en faveur de la santé et de la sécurité de tous. À ce titre, le Groupe développe les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique, de politiques santé pour ses salariés et ses sous-traitants (diminuer les accidents, éradiquer les accidents mortels, développer la gestion des risques psychosociaux, adapter les modes d'organisation du travail, garantir un haut niveau de protection sociale), d'offres commerciales liées au bien-être, de qualité de l'air, et de réduction des nuisances (voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur », paragraphe « Respect de la santé et de la sécurité de tous »).

Pour tenir cet engagement, les actions mises en œuvre sont décrites dans chaque partie correspondante, à savoir :

- sûreté : pour le détail des actions permettant d'assurer l'exploitation des installations des centrales nucléaires et hydrauliques en toute sûreté, voir la section 3.4.5.3 « Sûreté » de la norme G1 ;
- pollution : pour le détail des actions permettant d'éviter ou réduire des impacts négatifs significatifs liés à l'introduction de substances, vibrations, chaleur, bruit, lumière ou tout autre contaminant présent dans l'air, l'eau ou le sol susceptible d'avoir un effet sur la santé des communautés, voir la norme ESRS E2 dans la section 3.2.3 « ESRS E2 – Pollution » ;
- biodiversité : pour le détail des actions visant à éviter, réduire ou compenser des atteintes à la biodiversité susceptible d'avoir un effet sur la santé des communautés, voir la norme ESRS E4 dans la section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystèmes ».

(1) www.debatpublic.fr/nouveaux-reacteurs-nucleaires-et-projet-penly/les-suites-du-debat-3367
(2) www.debatpublic.fr/sites/default/files/2023-07/EPR2-Penly_Note-accompagnement-EDF_Vdef%2028-06-2023.pdf
(3) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/programme-ethique-et-conformite/dispositif-dalerte-groupe
(4) *Group Village Grievance Redress Committee* (GVGRC) : comité formé au niveau d'un village impliqué dans la gestion des plaintes des communautés impactées par le projet. Un GVGRC est formé d'un membre du comité de développement du village, de deux personnes affectées par le projet, d'un représentant de la police communautaire, des femmes, des jeunes et de l'organisation religieuse locale ainsi que d'un membre du *National Resource Management Committee*, d'un travailleur et du chef du village.

3.3.4.4.2 Les projets en France et à l'international

3.3.4.4.2.1 Le processus de décision d'investissement du Groupe

Voir les sections 3.3.3.4.4 « Processus de prise en compte des droits des travailleurs dans les projets » et 3.3.3.4.4.1. « Le processus de décision d'investissement du Groupe ».

3.3.4.4.2.2 Projets en France

Parmi les grands projets d'EDF en France, certains font l'objet de « débats publics » (voir la section 3.3.4.2.1 « Consultation, concertation et débat public »), Ainsi, après celui organisé en 2023 sur le programme de nouveaux réacteurs nucléaires et sur le projet de construction de deux réacteurs EPR2 à Penly, deux autres débats publics d'une durée de quatre mois ont été lancés en 2024 : celui sur le projet de deux EPR2 à Gravelines et celui sur le projet d'un Technocentre à Fessenheim. Pour chacun, la CNDP a organisé un dispositif de concertation complet et multiforme (réunions publiques, ateliers thématiques, débats mobiles, webinaires, visites de terrain, etc.) et ouvert des sites internet dédiés accessibles à tous [1]. Au-delà de l'information sur les projets et sur les modalités de la concertation, ils permettent à toute personne de s'exprimer, en participant en ligne à un forum de discussion ou en posant des questions sur les projets auxquelles EDF s'engage à répondre, sous 15 jours, pour les EPR2 Gravelines et 8 jours pour le Technocentre.

EDF Hydro, dans le cadre du projet Vouglans-Saut-Mortier, visant à l'installation d'une turbine-pompe en rive gauche de la retenue de Saut-Mortier, à proximité immédiate de l'actuelle usine hydroélectrique dans le Jura, a organisé une démarche de concertation volontaire dès le lancement des études. Cette démarche, sous l'égide de la CNDP, a conduit à plusieurs évolutions du projet pour atteindre l'optimum entre les différents enjeux, énergétiques, environnementaux et d'usages de l'eau. Cette approche anticipée a été soulignée lors de l'enquête publique qui s'est déroulée entre mai et juin 2023. Depuis l'été 2024, le projet est entré en phase de travaux. Le dialogue et la concertation se poursuivent avec, par exemple, la mise en place d'un comité de suivi environnemental.

Au-delà du dialogue et de la concertation dans le cadre des projets, EDF veille en permanence à gérer les aménagements hydroélectriques qu'elle exploite en concertation avec les parties prenantes (État, collectivités locales, agences de l'eau, associations, etc.). Ainsi, EDF participe aux instances de gouvernance et de gestion nationale et locale de l'eau (comité national de l'eau, comités de bassins, commissions locales de l'eau, etc.).

En Corse, à Ajaccio, EDF Production Électrique Insulaire (PEI) développe le projet de la centrale bioénergie du Ricanto, dont le processus de concertation réglementaire s'est achevé en 2024. D'une puissance de 130 MW, cette centrale fonctionnera aux bioliquides et remplacera, à horizon 2027, la centrale électrique du Vazzio, qui fonctionne au fuel lourd et permettra de couvrir les besoins en électricité d'Ajaccio et de sa région, de pérenniser les emplois et l'activité industrielle du bassin ajaccien et de participer à l'équilibre du mix énergétique corse. Le processus de concertation, initié en 2020 a été l'occasion de débattre de toutes les questions qui se posent concernant les caractéristiques du projet, ses effets sur son environnement et les modalités de sa mise en œuvre. Afin de permettre de recueillir la contribution du public, plusieurs solutions de participation ont été offertes : un site internet dédié au projet [2] et des registres papier mis à disposition dans les mairies. Des réunions publiques ont aussi été organisées. Des rencontres à Ajaccio sont venues compléter le dispositif, sous forme d'échanges avec le public sur les lieux les plus fréquentés (centres commerciaux, marchés...), *via* des permanences téléphoniques ou encore sous forme d'ateliers thématiques pour approfondir certains sujets (caractéristiques techniques du projet et approvisionnement de la centrale en combustibles puis effets environnementaux du projet et enjeux socioéconomiques). Toutes les réunions ont été organisées dans une salle à proximité du site du Ricanto. Elles ont été retransmises en direct *via* une plateforme d'échange pour permettre au plus grand nombre d'y participer.

Plusieurs supports d'information ont été diffusés pour informer le public du déroulement de la concertation : un avis d'information réglementaire publié sur internet, dans la presse et affiché sur site ; des flyers distribués en boîtes aux lettres dans les quartiers riverains du projet et à disposition sur les mairies hébergeant les registres papier ; des annonces publicitaires dans les pages régionales de Corse Matin, etc.

La commission d'enquête a publié son rapport final qui conclut à un avis favorable au projet, sans réserve.

Suite aux avis favorables du CODERST (Conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques) le 7 février 2024, les arrêtés d'autorisation environnementale ont été signés le 15 février 2024. La concertation se poursuit durant tout le chantier et pendant l'exploitation.

3.3.4.4.2.3 Projets internationaux

À l'international, les projets développent, en fonction du contexte, un Plan d'engagement des parties prenantes (PEPP), consistant à identifier les parties prenantes pertinentes et à déterminer, d'informer et recueillir les avis de ces dernières, d'y répondre et d'impliquer les communautés locales et autochtones tout au long du cycle de vie des projets.

Au Cameroun, le projet Nachtigal, dont la construction d'une centrale hydroélectrique de 420 MW a démarré en 2019 avec une mise en service progressive prévue entre 2024 et 2025, a déployé un PEPP - Plan d'engagement des parties prenantes- sur l'ensemble des phases du projet.

Les parties prenantes du projet Nachtigal ont été identifiées dont les principales sont les suivantes : les PAP - personnes affectées par le projet - (agriculteurs, pêcheurs, mareyeuses, exploitants, sableurs), les jeunes, les femmes, les collectivités locales décentralisées, les chefs de circonscriptions, les autorités traditionnelles (chefs de villages, notables), les communautés locales, les ministères et les responsables d'établissements scolaires.

Le PEPP a comporté différentes stratégies d'engagement des parties prenantes :

- des réunions d'information et de consultation pour les personnes affectées par le projet, les personnes vulnérables, les responsables des organisations locales, les chefs de villages, les maires et les responsables d'établissements scolaires ;
- des réunions de sensibilisation sur des sujets de santé et sécurité à destination des écoles, des associations locales et des entreprises ;
- des campagnes ciblées (par téléphone, SMS, courriels) dédiées aux administrations centrales et locales, aux associations locales afin de les inviter à assister aux réunions d'information ;
- des forums de concertation communautaire organisés dans les villages ;
- la définition d'un cadre de concertation territorial avec les maires, les conseillers régionaux et municipaux ;
- un focus groupe à destination des personnes vulnérables et des pêcheurs ;
- des visites de terrain et rencontres avec les populations riveraines et les constructeurs.

Au total, plus de 140 réunions ont été organisées avec les parties prenantes sur des sujets de réinstallation, restauration des moyens d'existence, formation, développement économique et sensibilisation.

Des modes de communication ont également été définis dans le PEPP, incluant une correspondance directe, des affiches et flyers, le site internet de Nachtigal, les réseaux sociaux, un groupe WhatsApp à destination des autorités administratives et municipales, la radio locale avec une émission mensuelle, ainsi que des panneaux d'affichage.

(1) participer-debat-gravelines.cndp.fr/projects ; www.debatpublic.fr/projet-technocentre-fessenheim
(2) www.centraleduricanto.fr

Au Chili, EDF Renouvelables promeut le plus tôt possible l'installation de relations communautaires avec les parties prenantes identifiées dans les zones d'intérêt des projets. Par exemple, à Quebrada Locayo Wind Farm et Fénix Wind Farm (deux projets éoliens en cours de développement), EDF Renouvelables travaille avec des consultants en relations communautaires avant le début de l'évaluation environnementale du projet. Dans le cas où des peuples autochtones sont identifiés, EDF Renouvelables déploie un dialogue précoce avec ces communautés en tenant compte de la norme de la Convention 169 de l'OIT, par exemple sur le projet Fénix Wind Farm avec les communautés mapuches.

3.3.4.4.3 Des bénéfices pour les populations locales

Le Groupe contribue également au développement local par l'emploi, l'impôt, les achats, mais également par de nombreuses initiatives en faveur de la dynamisation du territoire, ainsi que par son action en matière d'accès à l'énergie dans les pays en développement.

Création de valeur dans les territoires

À l'échelon local, le Groupe déploie de très nombreuses initiatives pour contribuer à la dynamisation du tissu économique, social et humain en France (voir la section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »).

La politique fournisseurs groupe EDF privilégie l'ancrage local et la création de valeur dans les territoires (voir la section 3.3.3.1.2 « Politique fournisseurs »).

Plus de 95 % des achats sont réalisés en France grâce, en particulier au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe. 97 % des achats sont réalisés dans l'Union européenne (99 % dans l'Association européenne de libre-échange).

Dans le domaine du nucléaire, chaque site existant dispose d'une personne déléguée à l'ancrage territorial, qui communique auprès du tissu local les opportunités de partenariats à court, moyen, et long termes, et fait le bilan des retombées économiques pour les départements et régions. Dans les limites du respect du Code de la commande publique, les entreprises locales sont informées et invitées à se positionner pour nouer des partenariats avec le Groupe. Les projets nationaux de construction (EPR2), de déconstruction (Fessenheim, programme d'accompagnement Meuse et Haute-Marne) et de maintenance (Grand Carénage) se mobilisent pour dialoguer avec les régions concernées sur les retombées positives pour le territoire. EDF SA est également impliquée dans les associations de suivi des fournisseurs de la filière nucléaire (SFEN, GIFEN).

Dans la continuité des années passées, la Direction des Achats Groupe participe aux programmes et évènements de l'association Pacte PME, tels que l'alliance décarbonation. Cette alliance vise à accompagner les petites et moyennes entreprises (PME) dans une démarche de réduction du Bilan carbone de leurs activités sous l'impulsion des grands comptes. EDF engage ses fournisseurs PME à se former aux enjeux climatiques, à signer la charte pour la décarbonation, et à suivre un programme pour la mise en place d'un plan d'action.

La Direction des Achats Groupe est également présente auprès des Directions de l'Action Régionale pour promouvoir les partenariats entre EDF et ses fournisseurs locaux, notamment au travers des chambres de commerce et d'industrie.

En France, la politique fournisseurs, qui favorise de longue date la relation aux PME, incite également à recourir au secteur adapté et protégé (STPA) et aux structures d'insertion par l'activité économique (SIAE). EDF use pleinement des possibilités offertes par la directive 2014/25/UE sur les réservations de certains achats à ces secteurs.

En 2024, les achats d'EDF au secteur solidaire sont de 17,1 millions d'euros.

En 2024, la Direction des Achats Groupe, avec la mission Handicap de la Direction des Ressources Humaines Groupe, a organisé un webinaire sur les achats solidaires, animé par notre partenaire Hosmoz. Dans la continuité de cette démarche, les équipes d'acheteurs d'EDF se mobilisent pour échanger sur le secteur du travail adapté et protégé en lien avec leurs segments d'achats (secteurs de l'immobilier et services généraux notamment).

De plus, le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1 milliard d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales. Plus d'informations, sur la politique fiscale du groupe, sont disponibles dans la section 3.4.2.4 « Politique fiscale - Contribution au développement par l'impôt ».

À l'international, dans le cadre de la construction de la centrale hydroélectrique Nachtigal (voir la section 3.3.4.4.2.3 « Projets internationaux »), le projet a accéléré le développement socio-économique de la région sur 5 axes :

- la santé : construction d'un service de radiologie, dotation d'une ambulance médicalisée, campagnes de sensibilisation (lutte contre l'onchocercose, ophtalmologie, odontologie…) ;
- l'accès à l'eau : formation de 165 personnes dont 4 agents communaux et 161 membres des comités de gestion des forages construits par NHPC (*Nachtigal Hydro Power Company*, société de droit camerounais) ;
- l'éducation et développement professionnel : construction et équipement de 9 salles de classes, de 3 ateliers techniques, remise de prix d'excellence à 63 élèves de la zone du projet et ouverture d'opportunités de stage au sein de NHPC ;
- le développement d'activités génératrices de revenus : construction de 44 boutiques, appui aux projets économiques de 20 associations de femmes notamment ;
- l'électrification.

Le Projet a également permis de soutenir l'emploi local, avec, pendant la phase de construction, l'emploi de 1 004 travailleurs dont 93 % de nationaux et 12 % de femmes et le recrutement, au sein de NHPC, de 126 employés dont 95 % de nationaux et 31 % de femmes. Dans le domaine de l'hydroélectrique en France continentale, le programme « EDF, une rivière, un territoire », organisé autour de 7 agences régionales, travaille depuis 2012 avec les tissus industriels des vallées hydrauliques pour faciliter l'accès des TPE-PME aux marchés d'EDF Hydro. Plus de 1 800 entreprises sont référencées dans les panels d'achats fournisseurs. Grâce aux prêts portés par leur fonds d'investissement, ce programme de proximité a permis de créer ou de préserver plus de 730 emplois dans les vallées par l'octroi de prêts à plus d'une soixantaine d'entreprises locales.

L'empreinte emploi d'un territoire, d'un projet ou d'un champ d'activité se décompose en impacts directs (salariés EDF, voir la section 3.3.2.4.1.1 « Le groupe EDF, l'un des principaux recruteurs industriels »), indirects (impact des achats d'EDF sur l'ensemble de sa chaîne de fournisseurs) et induits (impact de la consommation des salariés et des fournisseurs, et emplois induits par les impôts et taxes). Les salariés d'EDF, mais aussi les salariés de la chaîne de fournisseurs, consomment une partie de leur salaire sur le territoire et payent des impôts et taxes.

Par son activité, EDF contribue au développement économique des territoires au sein desquels elle opère, y compris dans un contexte d'activités ou territoires en décroissances.

L'étude menée en 2024 montre qu'environ 374 000 emplois (dont près de 65 000 emplois directs) sont soutenus par EDF en France. Sur l'ensemble du territoire français, un emploi direct génère environ 4,8 emplois indirects et induits.

Environ 1,2 % des emplois français sont ainsi « soutenus » par EDF.

Pour les activités ou territoires en décroissance

Une solidarité renforcée lors de l'arrêt de centrales

Le Groupe accompagne les fermetures de site en mettant en place des dispositifs de redéploiement adaptés à chaque situation permettant de proposer aux salariés concernés par ces cessations d'activité des solutions sur le bassin d'emploi local lorsque cela est possible.

Des concertations spécifiques négociées avec les organisations syndicales encadrent les fermetures des centrales du parc de production et prévoient les dispositifs d'accompagnement financiers particuliers. Ces fermetures sont accompagnées d'actions pour développer de nouvelles activités économiques locales, afin de compenser les pertes d'emplois et de revenus fiscaux des communes hébergeant ces installations.

À titre d'exemple, l'ancienne centrale au fioul de Porcheville, à l'arrêt depuis 2017, accueillera prochainement une ferme de 12 000 panneaux solaires et un site de stockage de batteries. L'accompagnement de la reconversion industrielle

Le Groupe est intégré dans le programme national de réindustrialisation par et pour les territoires, lancé en 2018 et prolongé pour la période 2023-2027, appelé Contrats Territoires d'Industrie (CTI). Cette initiative s'inscrit dans le cadre d'une stratégie de reconquête industrielle et de développement des territoires. Elle vise à mobiliser de manière coordonnée les leviers d'intervention qui relèvent de l'État et de ses opérateurs, des collectivités territoriales, des établissements publics ou des entreprises, au service de l'industrie et de leur territoire.

Plusieurs projets ont vu le jour à Aramon (centrale thermique à charbon fermée en 2015) avec notamment le réemploi des anciens équipements industriels sur d'autres sites du Groupe, s'inscrivant ainsi dans la démarche d'économie circulaire au cœur de la stratégie d'EDF. De même, l'accompagnement à la reconversion de cette centrale a également favorisé l'implantation de la tranche 2 de la centrale photovoltaïque, sur une partie inondable du site, portant ainsi la puissance installée totale à 10 MWc environ. Ce programme de reconversion a permis la création de la CleanTech Vallée (association composée de 11 membres publics et privés) et du CleanTechBooster qui a permis d'accompagner plus de 40 entreprises et favoriser la création de plus de 50 emplois.

Accès à l'énergie dans les pays en développement

La plupart des grands projets d'EDF visent à améliorer l'accès à l'énergie aux échelles locale, régionale et nationale, *a fortiori* en Afrique et en Asie, comme le projet de barrage hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun.

EDF développe notamment des projets *off-grid* pour permettre la fourniture de services électriques à des particuliers ou des très petites entreprises, pour l'essentiel situés en Afrique comme ZECI en Côte d'Ivoire ou Bboxx au Togo (voir la section 1.4.5.3.7 « Afrique »).

À fin 2024, le nombre total de clients *off-grid* sera d'environ 560 000, soit 40 000 clients supplémentaires en 2024.

La Direction Internationale développe principalement trois types de services :

- les systèmes solaires domestiques *(solar home systems)*, systèmes photovoltaïques autonomes qui reposent sur des panneaux solaires et des batteries, permettant aux populations éloignées et non raccordées au réseau électrique de répondre à leurs besoins énergétiques de base. Ils sont souvent vendus en lot avec des appareils à faible consommation d'énergie, tels que des lampes, des radios, des ventilateurs ou des télévisions ;
- les pompes solaires, qui permettent aux petits exploitants agricoles dans les zones non raccordées au réseau d'irriguer leurs terres en utilisant une énergie durable ;
- les mini-réseaux (*mini-grids*), systèmes de production et de distribution électrique de moins de 10 mégawatts (MW) qui desservent les clients *via* un réseau de distribution local.

Au-delà de ces projets, EDF travaille à renouveler ses modèles d'affaires alliant son savoir-faire traditionnel aux innovations technologiques et économiques.

L'action de mécénat du Groupe complète ce dispositif

En matière d'accès à l'énergie à l'international, le groupe EDF intervient également sous le régime du mécénat au travers de la Fondation groupe EDF, qui soutient des structures d'intérêt général intervenant à l'international et met à disposition des volontaires, salariés d'entités du groupe EDF, pour la réalisation de missions dans ce cadre, ou *via* des partenariats avec des associations telles qu'Électriciens sans frontières et Énergies sans frontières, et enfin au travers de partenariats animés par ses filiales. Électriciens sans frontières et Énergies sans frontières, dont EDF et Enedis sont partenaires, luttent contre les inégalités d'accès à l'électricité et à l'eau dans le monde.

En 2024, la Fondation groupe EDF a soutenu 33 projets à l'international, pour un montant total de 1,54 million d'euros, dont 26 projets représentant des soutiens financiers pour un montant de 1,15 million d'euros dans lesquels l'électricité est notamment un vecteur d'accès à l'eau, à l'éducation, à la formation et à l'insertion professionnelle. La Fondation groupe EDF intervient à l'international par un apport combiné de mécénat financier et de mécénat de compétences de salariés du Groupe (51 volontaires pour un total de 495 jours ouvrés de mission en 2024).

3.3.4.5 Cibles et indicateurs relatifs aux communautés affectées

EDF est en cours de réflexion pour la fixation d'une cible en rapport avec les IROs, pour 2025.

Pour les projets de plus de 60 millions d'euros examinés en CECEG (voir la section 3.1.2.1.2.5 « Le Comité des engagements du Comité Exécutif Groupe (CECEG) ») ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement, les entités du Groupe concernées mettent en place le dialogue et la concertation appropriés, en cohérence avec les principes dits « de l'Équateur ».

L'indicateur clé de performance du Groupe concerne la part annuelle de ces projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée. Cela signifie *a minima* que chaque projet concerné a initié ou mis en place une stratégie de dialogue et concertation et que les différentes parties prenantes (en particulier les communautés locales et autochtones) sont prises en compte, des mesures spécifiques pouvant avoir été prises pour répondre à leurs attentes.

L'indicateur retenu pour évaluer l'impact positif de développement territorial est le taux d'achats territorial. Il mesure la part du montant commandé à des entreprises enregistrées sur le territoire national. Ce taux permet d'illustrer la contribution d'EDF SA au tissu économique français pour le premier rang de sa chaîne de sous-traitance.

Enjeu de durabilité	Indicateur	Cible	Référence	Revue	Périmètre	Performance 2023	2024
Dialogue et concertation avec les parties prenantes	Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée	100 %	2021	Annuelle	Projets de plus de 60 millions d'euros examinés en CECEG	100 %	100 %
Développement territorial	Taux d'achats territorial	À définir en 2025	Nouvel indicateur	Annuelle	Périmètre EDF SA	94,5 %	95,4 %

Précisions sur les indicateurs

Les projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée avec les parties prenantes sont ceux ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement grâce aux études préalables : diagnostics des territoires, études d'impact…

Le taux d'achats territorial est calculé au périmètre d'EDF SA, sur le premier rang de la chaîne de sous-traitance en 2024. L'indicateur sera susceptible d'évoluer en 2025 pour prendre en compte l'ensemble des filiales du Groupe.

3.3.5 ESRS S4 - Consommateurs et utilisateurs finaux

Le groupe EDF, par la diversité de ses activités, est en lien avec différentes typologies de clients : des particuliers, des entreprises, des territoires et des administrations publiques. Le groupe EDF souhaite être le partenaire de confiance de ses clients. La fourniture d'énergie, mission principale du groupe, implique une proximité avec 34,9 millions de clients électricité et 6,6 millions de clients gaz à travers le monde (périmètre consolidé, décompte en points de livraison). Le Groupe accompagne également les clients dans la réduction de leur empreinte carbone à plusieurs titres :

- en étant aux côtés de ses clients pour favoriser leur décarbonation, par l'efficacité énergétique et l'électrification des usages, des procédés industriels à la mobilité, ainsi qu'aux bâtiments tertiaires et résidentiels ;
- en aidant ses clients particuliers, entreprises et collectivités locales, à devenir les acteurs de leur consommation d'énergie (autoconsommation, solutions numériques de pilotage des consommations) ;
- en incitant, en complément, ses clients à consommer de manière plus sobre en partageant des conseils sur les gestes vertueux au quotidien (« les écogestes »).

La prise en compte des clients les plus fragiles est au cœur de l'action du Groupe en faveur d'une transition énergétique juste et inclusive. C'est la raison pour laquelle le groupe EDF confirme et renouvelle son engagement en faveur des clients en situation de précarité énergétique, en intensifiant la connaissance de cette réalité diverse et complexe et en déployant des solutions d'accompagnement autour des dispositifs publics et d'initiatives spécifiques de solidarité.

Une attention particulière est portée à la protection des données clients du groupe EDF, et plus globalement à la protection de son patrimoine informationnel.

Dans le cadre de son analyse de double matérialité, les sujets en lien avec les consommateurs et utilisateurs finaux ont été identifiés comme matériels concernant la continuité et fourniture d'électricité, la protection des données personnelles, ainsi que l'inclusion sociale et la précarité énergétique. Ils seront détaillés ci-après dans les parties correspondantes.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Protection des données personnelles (1) (*cf.* section 3.3.5.3)	Fuites de données personnelles	La manipulation d'un nombre important de données peut augmenter le risque d'une fuite de données personnelles, notamment *via* des attaques cyber, portant atteintes aux droits et libertés des individus concernés.	Court et moyen terme
Continuité et fourniture d'électricité (2) (*cf.* section 3.3.5.1)	Continuité et fourniture d'électricité	La distribution d'énergie par le Groupe à ses clients peut être perturbée par des évènements internes ou externes de diverses natures (évènements climatiques extrêmes, grèves, cybersécurité ou évènements d'ordre géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, déséquilibre offre-demande), pouvant impacter la vente d'énergie aux clients.	Court terme
	Mission de service public	Les activités du Groupe sécurisent l'approvisionnement d'énergie aux clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur, depuis la production jusqu'à la distribution et fourniture.	Court et moyen terme
Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux (1) (*cf.* section 3.3.5.2)	Maîtrise de la consommation et des usages de l'électricité	La mise à disposition des données issues des compteurs communicants, l'aide à l'autoconsommation et les actions de sensibilisation à la sobriété et à l'efficacité énergétique permettent aux clients d'améliorer la maîtrise de leur consommation et de leurs usages d'électricité, ainsi que des gains financiers, et favorisent également l'accompagnement des clients précaires.	Court et moyen terme

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.
(2) Sous-thème défini par EDF.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux (1) (*cf.* section 3.3.5.2)	Augmentation des impayés	La hausse des prix de vente de l'énergie peut augmenter le nombre de ménages en situation de précarité énergétique et donc entraîner le non-paiement des factures d'énergie.
Continuité et fourniture d'électricité (2) (*cf.* section 3.3.5.1)	Offres de flexibilité	Le besoin de sécuriser l'approvisionnement en énergie des clients ainsi que de permettre à ceux-ci un meilleur contrôle de leurs factures, crée de nouvelles opportunités de marché pour le Groupe *via* le développement d'offres innovantes de flexibilité.

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.
(2) Sous-thème défini par EDF.

Les typologies de clients concernées par ces impacts en 2024 sont les clients électricité particuliers (31,5 millions pour le G4) : plus de détails sur ces impacts sont disponibles dans les sections suivantes.

Les activités du Groupe peuvent avoir différents impacts sur les consommateurs d'énergie. Les cyberattaques peuvent entraîner des conséquences importantes pour les clients, comme l'usurpation d'identité ou le piratage de compte en ligne. Certains ménages peuvent être confrontés à la précarité énergétique, ce qui peut mener au non-paiement des factures. Les interruptions de fourniture peuvent également avoir un impact négatif sur les consommateurs. Cependant, le Groupe, par son positionnement sur l'ensemble de la chaîne de valeur, contribue à la sécurité de l'approvisionnement en énergie, ce qui peut bénéficier aux consommateurs. De plus, grâce à la mise à disposition des données des compteurs communicants, l'aide à l'autoconsommation et les actions de sensibilisation à la sobriété et à l'efficacité énergétique, EDF permet aux clients d'améliorer la maîtrise de leur consommation d'électricité et favorise l'accompagnement des clients précaires.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels identifiés ci-avant.

En aval de la chaîne de valeur d'EDF pourraient se matérialiser des cas de non-respect des instruments internationalement reconnus en lien avec les droits humains concernant les consommateurs et utilisateurs finaux, par exemple en cas d'atteinte aux droits et libertés de consommateurs victimes d'une fuite de données personnelles, ou en cas de rupture de la continuité et fourniture d'électricité ayant des conséquences sur la santé et sécurité des consommateurs ou utilisateurs. Les engagements pris par le groupe EDF pour éviter ces impacts sur les consommateurs et utilisateurs finaux sont rappelés dans la section 3.3.1.1.4 « Les droits des consommateurs et utilisateurs finaux ».

Lorsque d'éventuels problèmes et incidents graves en matière de droits humains liés aux consommateurs et utilisateurs finaux ont été signalés, ils sont détaillés dans la section 3.3.1.2. « Système d'alerte du groupe EDF ».

3.3.5.1 Continuité et fourniture d'électricité

Comme expliqué dans la section 1.4.1 « Activités de production d'électricité », le groupe EDF dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde contribuant ainsi à sa mission de service public en France par la couverture des besoins des consommateurs et utilisateurs finaux.

Afin d'alimenter à tout moment les consommateurs et utilisateurs finaux en électricité, le groupe EDF doit aussi garantir, dans le cadre de sa mission de service public :

- la disponibilité d'une électricité en quantité suffisante à tout instant ;
- l'acheminement de cette électricité vers les consommateurs et utilisateurs finaux.

Ces deux aspects sont gérés de façon concomitante pour assurer la continuité et fourniture d'électricité aux consommateurs et utilisateurs finaux. Les activités de distribution d'électricité au sein du Groupe sont réalisées uniquement en France par Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF SEI et concernent environ 39 millions de foyers sur le territoire français.

3.3.5.1.1 Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Les engagements incombant à EDF S.A. en matière de service public couvrent la continuité et fourniture d'électricité des consommateurs, et concernent :

- la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix d'être aux tarifs réglementés de vente ;
- la production comprenant la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- l'obligation d'achat ou de conclure des contrats de complément de rémunération concernant l'électricité produite par les installations entrant dans le champ de ces dispositifs ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Ces engagements sont détaillés dans le Contrat de service public conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat précise les modalités de compensation financière des engagements de service et demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Ce contrat se rapporte à des enjeux notamment d'impacts sociaux et d'opportunités liées à la création d'offres de flexibilité et aux enjeux de durabilité associés. Un comité de suivi est mis en place réunissant les services de l'État concernés et animé par le ministre chargé de l'énergie. Chaque année, une réunion de suivi des engagements des parties au présent contrat est organisée. Un bilan triennal est établi conjointement par l'État et par EDF. Au titre de l'article 1er de la loi du 9 août 2004, ce document fera l'objet d'une transmission au Parlement.

Ces engagements en matière de service public s'appliquent au groupe EDF en France sur l'ensemble de sa chaîne de valeur, depuis la production jusqu'à la distribution et fourniture d'électricité. Ce contrat stipule également des engagements pour le réseau de distribution d'électricité.

La qualité de la desserte et de la fourniture d'énergie constitue un objectif majeur pour le groupe EDF, en particulier par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau Enedis (1). C'est la raison pour laquelle une politique d'amélioration continue est portée en son sein afin d'avoir un réseau plus robuste, plus intelligent et plus flexible.

Les systèmes électriques non interconnectés au réseau métropolitain continental, ou ZNI (zones non interconnectées), sont opérés par EDF, *via* sa Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI). Ils comprennent la Corse, des départements d'outre-mer (excepté Mayotte) et des collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon, ainsi que plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène, Chausey). EDF SEI y assure au quotidien l'équilibre entre offre et demande. Elle gère l'ensemble des réseaux et exerce une activité de commercialisation au tarif réglementé de vente, orientée par une politique active d'efficacité énergétique.

Les surcoûts de production dans ces territoires par rapport aux coûts équivalents de métropole sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre sont compensés par le budget de l'État. Les coûts supportés par le gestionnaire de réseau sont, quant à eux, couverts par le Tarif d'utilisation du réseau public et de distribution d'électricité (TURPE) payé par les utilisateurs du réseau et par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

Enfin, le groupe Électricité de Strasbourg (ÉS), détenu à 89 % par EDF, est un énergéticien alsacien durablement engagé dans la performance énergétique et économique de son territoire. Il exerce quatre activités : la distribution d'électricité et de gaz, la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables. Ce portefeuille d'activités permet au groupe ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

À travers sa filiale de distribution Strasbourg Électricité Réseaux, le groupe ÉS exerce les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité dans le respect des règles d'indépendance de gestion et du code de bonne conduite. Strasbourg Électricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique d'environ 15 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes. Elle dessert près de 600 000 points de service dans les différents niveaux de tension, ainsi que des connexions avec le réseau d'Enedis et deux autres gestionnaires de réseau locaux en aval.

(1) Gestionnaire du réseau public de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

3.3.5.1.2 Processus de dialogue relatif à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Les clients du groupe EDF bénéficient de plusieurs modes de dialogue avec les entités du Groupe.

L'action du Groupe en matière de développement d'outils numériques a permis de renforcer l'accessibilité aux informations. L'évolution rapide du nombre de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation illustre le changement culturel qui s'opère en raison de l'évolution des prix de l'énergie.

Forte de 5 000 conseillers clients, tous basés en France, la Direction du Marché des Clients Particuliers accompagne en France les clients, dès la demande de souscription du contrat en proposant le contrat adapté à leurs usages et aux besoins de leur foyer. Ils les accompagnent également dans la compréhension et la maîtrise de leurs factures. EDF investit sur ses outils digitaux pour permettre, gratuitement, à ses clients de suivre leur consommation et leur facture. Il y a eu 210 millions de visites en 2024 sur les outils de suivi de consommation dont l'application EDF & Moi, par 7,4 millions d'utilisateurs uniques.

Le gestionnaire du réseau de distribution Enedis a également déployé un dispositif complet d'informations pour permettre à chaque client de savoir s'il est concerné par un délestage programmé, à l'aide de différents canaux d'informations adaptés à la diversité des clients (serveur vocal interactif, site internet[1], e-mails ou SMS).

Le développement de ces différents services numériques apporte davantage d'informations aux clients, et donc plus de transparence, leur permettant de mieux gérer l'impact de l'interruption de fourniture sur leur activité, voire de le limiter.

EDF SEI et Électricité de Strasbourg disposent également d'un site institutionnel, d'un espace privé numérique et d'applications dédiées pour que les clients puissent être informés en continu et suivre leur consommation.

3.3.5.1.3 Procédures de réparation des impacts négatifs et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations en lien avec la continuité et fourniture d'électricité

Les réclamations des clients sont prises en compte comme des opportunités de rétablir la confiance et d'améliorer les processus.

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client d'EDF peut adresser une réclamation orale ou écrite au Service Clients. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Clients, il peut saisir l'instance d'appel interne par courrier.

Si le client reste en désaccord avec la réponse apportée par l'instance d'appel, il peut saisir directement et gratuitement le Médiateur de la consommation du groupe EDF référencé par la Commission d'Évaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC) sur le site mediateur.edf.fr ou par courrier.

Indépendamment de ces recours, si, dans un délai de deux mois, la réclamation écrite du client auprès d'EDF n'a pas permis de régler le différend, le Client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie, référencé par la Commission d'Évaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC), sur le site energie-mediateur.fr ou par courrier.

Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie publié en 2024, EDF présente un taux de 44 litiges pour 100 000 contrats, le plaçant à la 4e position du classement.

Si ce litige ne concerne pas le contrat d'énergie, le client peut formuler sa réclamation à son gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, Enedis ou Strasbourg Électricité Réseaux, par email, par courrier ou *via* le site internet du distributeur. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur les sites Internet respectifs des gestionnaires de réseau.

Dans les départements gérés par SEI, l'interlocuteur est unique. Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée. En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, le gestionnaire de réseau ou son assureur verse au client le montant de l'indemnisation convenue. En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le client peut organiser lui-même ou demander au gestionnaire de réseau d'organiser une expertise amiable. À défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le client peut saisir le tribunal compétent.

Ces modes de règlement amiable des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

Concernant les clients ÉS, en cas de réclamation, ils peuvent recourir à une procédure de règlement amiable directement avec ÉS ou porter réclamation en ligne ou par courrier auprès du gestionnaire Strasbourg Électricité Réseaux. Une réponse est alors apportée en mentionnant les recours possibles.

3.3.5.1.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Afin d'assurer la qualité de la fourniture d'énergie auprès de ses clients, le groupe EDF travaille à l'amélioration continue du pilotage de ses réseaux afin de les rendre plus robustes et plus flexibles.

3.3.5.1.4.1 Réseaux plus flexibles

Ce plan d'action concerne le gestionnaire de réseau de distribution, Enedis. Le groupe EDF compte atteindre ses objectifs principaux de maximisation de l'énergie injectée tout en respectant les contraintes d'exploitation et de maintenance des réseaux publics d'ici à une date non fixée à ce jour.

Le système électrique sera à l'avenir plus décentralisé et intégrera une production solaire de plus en plus importante. Pour Enedis, cela se traduit par l'augmentation de l'agilité de la conduite du réseau pour assurer son utilisation généralisée quotidienne dans les deux sens, le développement en lien avec les clients du pilotage des installations raccordées, l'adaptation de l'interface avec RTE et le renforcement de la capacité à produire, exploiter, stocker et mettre à disposition des données de qualité.

Afin de répondre aux besoins du système électrique, Enedis s'appuie sur la transformation digitale et des services innovants, développant ainsi des solutions de flexibilité. À noter, Enedis est classée en 2024 « réseau le plus intelligent au monde » pour la 3e fois consécutive dans le Smart Grid Index.

En ce qui concerne les producteurs de plus de 250 kW, Enedis propose son Offre de raccordement alternative à modulation de puissance. Les producteurs d'énergies renouvelables ayant une installation de plus de 250 kW peuvent désormais bénéficier de cette offre, pour un raccordement moins cher au réseau d'électricité, en contrepartie de la limitation ponctuelle de la puissance de leur installation quand la situation du réseau l'exige.

Par ailleurs, Enedis mène depuis 2021 une démarche expérimentale en partenariat avec RTE dans les départements des Landes et de la Somme. Dans ces territoires, les installations éoliennes et photovoltaïques pourront être raccordées sans attendre le renforcement des postes source, en contrepartie d'écrêtements ponctuels des producteurs. Cette démarche permet d'accompagner les territoires pour atteindre les objectifs de leur planification régionale.

(1) coupures-temporaires.enedis.fr.

Dans les zones non interconnectées, la poursuite de la croissance de la consommation, le développement des énergies renouvelables ainsi que le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production conduisent le gestionnaire de réseaux EDF SEI à poursuivre le développement et le renforcement des réseaux électriques.

3.3.5.1.4.2 Une meilleure gestion de l'intermittence et de la flexibilité et un développement du stockage

Des solutions innovantes en matière d'effacement

EDF propose aux clients alimentés en haute tension de souscrire un contrat d'effacement, permettant une réduction de la consommation d'électricité sur demande d'EDF en échange d'une rémunération. Cette offre peut concerner tous les clients d'EDF alimentés en haute tension, qu'ils soient industriels ou consommateurs tertiaires. Cet effacement des clients gros consommateurs permet d'assurer le maintien de l'équilibre offre-demande et donc le maintien de la fourniture des clients y compris particulier, en cas de très forte demande.

Des solutions innovantes en matière de stockage

L'une des actions mise en œuvre a été la stratégie de développement du stockage initiée en 2018. Celle-ci concerne le Groupe au niveau mondial, avec des projets réalisés et en cours dans plusieurs pays comme la France, le Royaume-Uni, les États-Unis, l'Arabie saoudite et l'Afrique du Sud. Les clients du Groupe sont impliqués dans cette action car certains projets concernent le stockage sur leur site. Les autres projets du Groupe en matière de stockage sont des STEP (stations de transfert par pompage), des hybridations de batteries avec des ENR ou des batteries directement raccordées au réseau. Jusqu'à présent, le Groupe a mis en service des installations de batteries au Royaume-Uni et aux États-Unis pour 140 MW, et a sécurisé le développement de projets pour un volume de 0,9 GW.

Des innovations pour piloter les consommations énergétiques

L'une des actions mise en œuvre a été menée par Datanumia, filiale à 100 % d'EDF, expert de la valorisation de la donnée, développant des solutions digitales innovantes pour suivre et optimiser les consommations d'énergie et l'empreinte carbone des particuliers et professionnels du tertiaire, de l'industrie et des collectivités. Grâce à l'expertise de Datanumia le Groupe a développé une plateforme de management énergétique multi-fluide et multi-site, qui constitue un véritable tableau de bord pour ses clients professionnels leur permettant de faire des économies d'énergie.

Dalkia Analytics offre un service de pilotage de la performance énergétique et environnementale pour les sites à enjeux industriels, permettant d'identifier de nouvelles opportunités d'économies d'énergie grâce à l'intelligence artificielle. Cette action vise également à soutenir les démarches de certification ISO 50001 et de décarbonation. Jusqu'à présent, le Groupe a déployé cette offre sur plus de 100 sites.

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Un des outils principaux sont les aides publiques à l'équipement (plus de 600 millions d'euros validés par la CRE pour la période 2019-2023). EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment au label « Agir Plus ». EDF SEI finalise le déploiement de 1,2 million de compteurs numériques dans les départements d'outre-mer (hors Mayotte) d'ici fin 2024 (et en Corse d'ici fin 2025). Cela représente un investissement de l'ordre de 270 millions d'euros. Ces compteurs numériques contribuent à moderniser profondément la relation avec les clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique.

3.3.5.1.4.3 Des innovations techniques et financières

L'objectif d'EDF est de fournir une électricité durable et à un prix compétitif à ses clients et de les accompagner pour réduire leurs consommations, tout en facilitant le pilotage des réseaux.

Pour le marché des clients particuliers en France, le commercialisateur EDF fournit de l'électricité au TRV (tarif réglementé de vente) et au travers d'une gamme complète d'offres de marché, adaptées aux attentes et à leurs profils de consommation. Cette gamme est structurée autour de deux types d'offres de marché :

- la gamme d'offres « Vert Électrique » permet de financer et soutenir des moyens de production d'énergie renouvelable à hauteur de la consommation des clients grâce aux garanties d'origine (« Vert Électrique », « Vert Électrique Weekend », « Vert Électrique Auto », « Vert Électrique Régional ») ;
- la gamme « Zen Électrique » permet aux clients de disposer d'offres de fourniture adaptées à leur profil de consommation et leur mode de vie (« Zen Week-end » et « Zen Week-end Plus », « Zen Week-end option Flex », une offre de marché à effacement, « Zen On Line » et « Zen Fixe », avec un prix du kWh HT fixe pendant 2 ans).

Sur le marché d'affaires, les clients qui sont éligibles au tarif réglementé de vente, incluant à compter du 1er février 2025 l'ensemble des TPE et assimilés y compris pour leurs sites > 36 kVA, peuvent en bénéficier. Par ailleurs, EDF propose une gamme d'offres de marché pour l'ensemble des consommateurs non résidentiels. Afin d'apporter de la visibilité et de la stabilité pour ses clients, les offres désormais proposées par EDF portent sur une durée pouvant aller jusqu'à 5 ans et incluent également les contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN). EDF diversifie également sa gamme d'offres de fourniture grâce à des offres sectorielles répondant à des attentes spécifiques des clients. EDF développe également des contrats de type *Power Purchase Agreement* (PPA) ou venant en complément de l'autoconsommation collective.

Enfin, EDF propose une gamme de services visant à suivre et piloter sa consommation d'énergie, et à accompagner les clients résidentiels comme non résidentiels dans la réduction de leurs consommations.

3.3.5.1.4.4 Adaptation des réseaux de distribution

L'adaptation des réseaux de distribution au changement climatique joue un rôle clé dans la continuité et la fourniture d'électricité. Les actions mises en œuvre sont présentées en détails dans la section 3.2.2.2.2 « Adaptation au changement climatique », le paragraphe « Adaptation des réseaux de distribution ».

3.3.5.1.5 Cibles et indicateurs relatifs à la continuité et fourniture d'électricité

Pour s'assurer que la qualité du service rendu par les opérateurs atteint un niveau satisfaisant pour tous les consommateurs et utilisateurs finaux, la CRE(1) a mis en place un jeu d'indicateurs permettant de suivre la performance des opérateurs pour évaluer la qualité de leurs services.

L'indicateur clé pour mesurer la qualité du réseau est la durée annuelle moyenne de coupure par installation de consommation raccordée.

Également appelé SAIDI ou Critère B, cet indicateur de qualité est adopté par l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité. Il permet de justifier de la qualité de service de la distribution d'électricité au consommateur final et constitue un critère d'inter-comparaison entre les différents opérateurs électriques. Cet indicateur exclut les incidents exceptionnels et les coupures liées au réseau de transport.

(1) Depuis sa création, le 24 mars 2000, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, au bénéfice de tous les consommateurs.

La cible retenue pour l'indicateur des zones interconnectées est la cible réglementaire définie par la CRE pour Enedis. La cible de 62 minutes de durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension (indicateur SAIDI/ critère B) permet d'assurer qu'Enedis fournit un service de distribution d'électricité de qualité et garantit l'approvisionnement énergétique pour ses consommateurs. Cette cible a été fixée par la régulation incitative dans le cadre du TURPE.

ÉS n'est pas concernée par la régulation incitative sur ce Critère B, du fait de ses résultats très performants (notamment grâce à la nature du réseau urbain et souterrain). En effet, en 2024, la durée annuelle moyenne de coupure par les clients Basse tension d'ES était de 6 minutes. La cible réglementaire doit donc être comparée uniquement avec la performance d'Enedis.

La cible retenue pour l'indicateur des zones non interconnectées est la cible réglementaire définie par la CRE pour EDF SEI.

Enjeu de durabilité	Indicateurs associés	Cible	Référence	Revue	Périmètre	Performance 2023	2024
Continuité et fourniture d'électricité	Durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension pour les zones interconnectées	62 minutes	348 minutes en 1980	Annuelle	France métropolitaine continentale	72,9 minutes	71,6 minutes
	Durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension pour les zones non interconnectées	220,2 minutes	Délibération annuelle de la CRE	Annuelle	France (Corse et Outre-mer)	276,6 minutes	264,1 minutes

Pour Enedis, une durée moyenne de coupure de 71,6 minutes a été relevée en 2024. Elle dépasse l'objectif fixé à 62 minutes par la régulation incitative dans le cadre du TURPE en raison d'une succession d'aléas climatiques (tempêtes, orages, inondations). Pour faire face à ces aléas, les programmes de résilience montent en puissance, ce qui se traduit à court et moyen termes par une hausse des interruptions pour travaux. Cette hausse est également accentuée par les chantiers liés au raccordement des énergies renouvelables.

En 2024 pour EDF SEI, une durée moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension a été de 264,1 minutes. Elle se situe au-dessus de l'objectif fixé par la régulation incitative dans le cadre du TURPE en raison de multiples facteurs : aléas climatiques, fluctuation des températures et incidences sur les réseaux souterrain, crise sociale avec des conditions d'accès plus difficiles, multiplicité des travaux.

3.3.5.2 Lutte contre la précarité énergétique

3.3.5.2.1 Politique relative à la lutte contre la précarité énergétique pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Les problématiques d'accès à l'énergie et de précarité énergétique tendent à s'intensifier dans la plupart des pays développés, par le nombre de ménages concernés ou la gravité des effets rencontrés. La vulnérabilité varie selon la situation géographique, le revenu, la superficie et le type de logement, ainsi que l'énergie utilisée. La crise sanitaire a aggravé un phénomène en croissance.

La mesure même est complexe et variable d'un pays à l'autre. En France, l'Observatoire national de la précarité énergétique, dont EDF est partenaire, affiche que 11,9 % des Français les plus modestes ont dépensé plus de 8 % de leurs revenus pour payer les factures énergétiques de leur logement en 2021, et que 26 % des Français déclarent avoir souffert du froid au cours de l'hiver 2022-2023, pendant au moins 24 heures. Le phénomène de précarité énergétique d'été, même si moins connu et moins documenté, est aussi un enjeu dans un contexte de réchauffement climatique. En effet, selon le baromètre du Médiateur de l'énergie, 55 % des Français déclaraient avoir souffert de la chaleur dans leur logement pendant au moins 24 heures. Un Français sur quatre en souffrirait même fréquemment pendant l'été, dont 16 % pendant presque toute la saison [1].

Au Royaume-Uni, l'indicateur publié par les pouvoirs publics indique que le pays compte 6 millions de ménages en situation de précarité énergétique début octobre 2024. En Italie et en Belgique, il n'y a ni définition, ni indicateur relatif à la précarité énergétique à ce jour.

En France, aux termes de l'article 1er de la loi du 10 février 2000, le service public de l'électricité concourt à la cohésion sociale et à la lutte contre les exclusions.

Dans le cadre du Contrat de service public conclu le 24 octobre 2005 entre l'État français et EDF (voir la section 3.3.5.1. « Continuité et fourniture d'électricité »), EDF SA s'engage notamment à :

- informer les consommateurs sur les règles de recours au dispositif de maintien temporaire de fourniture pour les personnes en situation de précarité (pour plus de détails se référer à la section 3.3.5.2.1.6) ;
- mettre à disposition un interlocuteur de proximité spécialement dédié aux clients en difficulté afin de mieux les accueillir et de trouver avec eux des solutions, en partenariat avec les services sociaux et les associations caritatives ;
- réaliser un bilan tarifaire afin d'optimiser le tarif de ces clients en difficulté et conseiller ces clients pour les aider à mieux maîtriser leur consommation.

L'électricité, en tant que bien de première nécessité, doit être accessible à tous et sur tous les territoires. Le Groupe, fort de ses valeurs de service public, a pour objectif de fournir une électricité compétitive et durable, dans une recherche d'équilibre entre les divers fondamentaux de son modèle d'activité. Compte tenu de l'intensification observée des problématiques d'accès à l'énergie et de précarité, le groupe EDF renouvelle son engagement en faveur de ses clients en situation de précarité énergétique, en intensifiant la connaissance de cette réalité diverse et complexe, en déployant des solutions d'accompagnement autour des dispositifs publics de solidarité et d'initiatives spécifiques, en développant toutes formes d'innovation sociale.

Les entités du Groupe concernées mettent en œuvre des dispositifs d'accompagnement adaptés à la situation de leurs clients.

3.3.5.2.1.1 Prévention et lutte contre la précarité énergétique

Dans des contextes nationaux très différents aux plans réglementaire, économique, politique, et concurrentiel, le groupe EDF s'engage dans la prévention et la lutte contre la précarité énergétique aux côtés des acteurs publics et sociaux et des associations.

La démarche du groupe EDF consiste à comprendre la précarité énergétique pour mieux agir selon les 4 axes suivants :

- information et conseil ;
- services pour maîtriser la consommation d'énergie ;
- aides au paiement des factures d'énergie ou de travaux de rénovation ;
- délais de paiement.

(1) Ademe, Baromètre Sobriétés et Modes de vie, 2024.

En France, cette démarche est complétée par un engagement supplémentaire qui remplace la coupure pour impayés par une limitation de puissance lorsque celle-ci est réalisable techniquement.

3.3.5.2.2 Processus de dialogue relatif à la lutte contre la précarité énergétique pour les consommateurs et utilisateurs finaux

3.3.5.2.2.1 Lutte contre la précarité

Pimms médiation et médiation sociale

EDF est engagée dans de nombreuses structures de médiation sociale présentes sur tout le territoire en France, dont notamment une quarantaine de Pimms médiation (Points d'information et de médiation multi-services). Dans le cadre de son partenariat avec le Réseau national Pimms médiation, EDF participe notamment au développement des Pimms mobiles (guichets multi-services itinérants) qui constituent des réponses humaines et de proximité face aux besoins quotidiens des habitants des territoires éloignés des centres-villes.

L'accompagnement des clients en situation de précarité est le même au sein d'Électricité de Strasbourg.

En Belgique, au Royaume-Uni et en Italie, Luminus, EDF Energy et Edison mettent en place des stratégies pour aider les clients à gérer leur consommation et prévenir l'accumulation de dettes. En Belgique, Luminus utilise des applications permettant de suivre la consommation en temps réel ou quasi réel, et contacte proactivement les clients dont les factures annuelles sont élevées pour proposer des solutions de financement échelonné. Au Royaume-Uni, EDF Energy utilise la plateforme *Right Track* pour adapter les communications et le traitement des demandes selon les besoins individuels des clients, en utilisant divers canaux de contact tels que le courrier électronique, le SMS, le courrier postal et les appels téléphoniques. Les communications sont conçues pour être claires et compréhensibles, et sont examinées par des équipes spécialisées pour garantir leur efficacité. En Italie, Edison a développé l'application Coco pour permettre aux clients de suivre et d'analyser leur consommation d'énergie : des alertes peuvent également être envoyées en cas d'évolution importante. Ces approches montrent une volonté commune de transparence et de soutien proactif, tout en s'adaptant aux spécificités des clients.

Pour plus d'information, voir la section 3.3.5.2.4.2 « Information et conseil aux clients vulnérables ».

3.3.5.2.3 Procédures de réparation des incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations relatives à la précarité énergétique

Voir la description des procédures de réparation des incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations de la section 3.3.5.1.3 « Procédures de réparation des impacts négatifs et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations en lien avec la continuité et fourniture d'électricité », cette description étant également applicable dans le contexte des autres enjeux de durabilité considérés. EDF Energy, Luminus et Edison fournissent également à leurs clients des moyens de contacts en cas de besoin.

3.3.5.2.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés pour les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec la lutte contre la précarité énergétique

3.3.5.2.4.1 Compréhension de la précarité énergétique

Le premier volet de l'action menée par EDF consiste à mieux appréhender la complexité des situations de précarité énergétique pour être à même d'identifier plus finement les clients plus particulièrement exposés, en vue de mieux les accompagner.

EDF mène le programme R&D « Précarité énergétique & Innovation sociale ». Ce dernier vise à améliorer la connaissance du client fragile, innover avec de nouveaux produits et services, alimenter le positionnement stratégique et valoriser les actions de solidarité à la fois en interne et à l'externe. Ce programme concerne principalement EDF et ses clients les plus vulnérables. Le groupe EDF collabore également avec les acteurs territoriaux en France, notamment en participant aux travaux de l'Observatoire national de la précarité énergétique (ONPE) qui met à disposition l'outil GEODIP (Géolocaliser diagnostiquer la précarité énergétique) pour visualiser les zones de précarité énergétique liées au logement et à l'utilisation de la voiture des ménages.

3.3.5.2.4.2 Information et conseil aux clients vulnérables

La solidarité est au cœur des valeurs d'EDF qui mène, depuis près de 30 ans, une politique dédiée aux clients démunis. Au travers de ses 230 experts solidarité et de plus de 3 000 partenariats noués, EDF s'engage au quotidien auprès des travailleurs sociaux, des associations caritatives et des structures de médiation sociale pour mettre en œuvre des solutions personnalisées pour les clients en situation difficile.

Le groupe EDF a mis en place une communication active et continue à travers divers canaux pour soutenir plus efficacement ses clients les plus vulnérables. L'action principale consiste en la mise à disposition d'informations sur les procédures, les droits de ces clients, ainsi que des conseils pour adopter des écogestes, tels que le programme #GestesUtiles « j'éteins, je baisse, je décale » durant l'hiver 2022-2023, souscrire à un contrat de fourniture d'énergie adapté, comme celui proposé par le Conseil Juste Prix d'EDF SEI, ou envisager des travaux de rénovation énergétique, avec par exemple les offres Agir Plus proposées sur les territoires insulaires à ces clients.

Le groupe compte des équipes dédiées aux clients vulnérables et a établi de nombreux partenariats avec des organismes d'aide sociale tels que les Centres communaux d'action sociale, les associations caritatives et les structures de médiation.

En France, 5 000 conseillers Relation Client sont sensibilisés et formés aux situations de précarité énergétique. Ils font les premières détections et les premiers accompagnements. Le conseiller EDF vérifie ainsi que le client bénéficie du tarif adapté à son mode de consommation et que la facture a été établie sur la base d'un index réel. Il conseille le client sur les gestes pour réduire sa consommation et engage avec lui un échange sur les conditions de règlement. Il informe le client sur le chèque énergie et l'oriente vers les partenaires sociaux si besoin.

230 experts solidarité EDF dédiés à la solidarité coopèrent directement avec les structures d'action sociale pour accompagner au mieux les clients les plus fragiles.

Les conseillers d'EDF Energy peuvent proposer une gamme de méthodes de paiement et d'options au client. Les clients ont le choix de rembourser leur dette sur un Plan de Remboursement via prélèvement automatique, Cash Cheque (qui inclut les paiements en ligne, IVR, cartes de paiement et chèques), ou un mouvement électif vers PAYG, et le calendrier pour le Plan de Remboursement sera basé sur leur capacité à payer.

Si un client n'est pas en mesure de supporter ses paiements continus et/ou ses remboursements de dettes, EDF Energy offre une gamme de forfaits de soutien sur mesure (voir aides au paiement).

En Italie, Edison a activé des mesures concrètes pour soutenir les ménages négativement impactés par la hausse des prix de l'énergie, comme la possibilité d'appliquer des plans d'échelonnement des factures – même pour les factures qui ne sont pas encore échues – avec une plus grande flexibilité que celle prévue par la réglementation, sans appliquer d'intérêts. Des relances de courtoisie sont envoyées aux clients pour leur rappeler les dates d'échéance des plans de versements et des prolongations de la période sont accordées aux clients retardataires. Pour les clients en difficulté, Edison Energia a pu proposer des plans de paiement échelonné sur mesure pour répondre aux besoins des ménages.

Edison a aussi choisi de conclure une alliance avec la Banque de l'énergie pour soutenir largement les clients résidentiels les plus vulnérables. En effet, elle a rejoint le Manifeste pour lutter contre la précarité énergétique en 2022 avec un premier projet en 2023, et d'autres projets en 2024, incluant des communautés d'énergie solidaire et a décidé de contribuer aux activités de la Fondation Banque de l'énergie avec un engagement de trois ans et une adhésion au Conseil d'administration et au Comité de pilotage.

3.3.5.2.4.3 Services pour maîtriser la consommation d'énergie

EDF met à disposition des services visant à réduire et optimiser la consommation d'énergie, afin de diminuer le budget énergie des clients. Ils contribuent aussi au déploiement d'une politique de sobriété énergétique. Ces actions incluent :

- la promotion d'outils gratuits de suivi de consommation, tels que l'application EDF&Moi, EDF Dom&Corse et l'espace client qui donnent une vision de la consommation en euros et en kWh,
- l'offre de travaux de rénovation énergétique, tels que l'isolation, la mise en place de solutions de chauffage efficaces et décarbonées, ou l'installation de panneaux photovoltaïques en autoconsommation en Italie ou encore l'installation de chauffe-eaux solaires, de climatisations performantes et de brasseurs d'air dans les DOM.

Exemples d'actions en faveur de la maîtrise de la consommation d'énergie

- Info Watt

Depuis le 1er octobre 2022, pour les clients bénéficiaires du chèque énergie et équipés d'un compteur communicant, EDF propose « Info Watt » en réponse à l'obligation légale sur le sujet. Il s'agit d'un service gratuit d'affichage de la consommation d'électricité en temps réel, en euros et en kWh. Ce dispositif permet d'identifier les appareils et les habitudes de consommation les plus énergivores. Ainsi, chaque bénéficiaire d'Info Watt pourra facilement prendre conscience de sa consommation, adapter ses habitudes avec des écogestes, maîtriser sa consommation et réaliser des économies sur sa facture.

- Partenariat Unis-Cité

Dans le cadre du programme « Solidarité », Unis-Cité mobilise 370 jeunes en service civique. Ils ont pour mission de sensibiliser les ménages les plus fragiles aux enjeux de la transition énergétique et de les accompagner à maîtriser leur consommation d'énergie, de contribuer au repérage des personnes en situation de précarité énergétique, d'informer sur les aides préventives (Ma Prime Renov) et curatives (chèque énergie) existantes en allant à la rencontre des personnes, et de les orienter.

- Partenariat Association nationale des compagnons bâtisseurs

EDF a noué un partenariat avec l'Association nationale des compagnons bâtisseurs pour animer des sessions de formation aux écogestes à destination des associations régionales et des habitants des Quartiers prioritaires de la ville (QPV).

- Programme SLIME 2

À la Réunion, EDF mène des actions auprès des foyers précaires en matière de sensibilisation et de diagnostic Maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Ces actions sont menées en partenariat avec la région via les Services locaux d'intervention pour la maîtrise de l'énergie (SLIME 2).

- Réseaux plus « intelligents »

S'agissant du réseau de distribution Basse Tension (BT), le déploiement des compteurs communicants par Enedis permet aujourd'hui d'avoir une vision en temps réel des caractéristiques de l'électricité au niveau de chaque point de livraison. Enedis et EDF dans les zones non interconnectées à la métropole continentale et hors Europe continuent à installer des compteurs électriques connectés, permettant au client de suivre sa consommation d'électricité.

Ces multiples actions visant à améliorer la maîtrise de la consommation d'énergie sont ainsi menées dans les différentes géographies du Groupe et s'inscrivent dans le contexte territorial et associatif local. Ces actions visent à être poursuivies dans les années à venir et à s'adapter en fonction des besoins locaux.

Exemples d'actions en vue de l'amélioration de l'habitat

- Toits d'abord

EDF et la Fondation pour le logement des défavorisés mènent le programme « Toits d'abord » visant à bâtir et réhabiliter des logements occupés par des personnes aux revenus très modestes. En 10 ans, le programme a permis de construire 6 000 logements performants énergétiquement et de reloger 13 000 personnes particulièrement vulnérables. En 2023, la prolongation de trois ans du programme a été signée. Sur la période 2024-2026, EDF apportera une contribution à hauteur de 6,4 millions d'euros.

- Territoire Zéro Exclusion Énergétique

EDF soutient le programme « Territoire Zéro Exclusion Énergétique » porté par l'association Stop à l'Exclusion Énergétique et qui vise à rénover en 3 ans 3 000 passoires énergétiques occupées par les ménages les plus fragiles. EDF est le principal financeur avec une participation de 7 millions d'euros entre 2024 et 2026.

- Prime énergie EDF

En France, cette offre d'accompagnement s'inscrit dans le cadre de la réalisation de travaux favorables aux économies d'énergie. Elle repose sur un dispositif public, renforcé dans le cadre du Plan de relance.

- Mon chauffage durable

L'offre « Mon chauffage durable » : ce dispositif permet de remplacer une chaudière à combustible fossile par une pompe à chaleur, ou des radiateurs électriques par des radiateurs performants et intelligents. Cette offre s'inscrit dans le cadre du dispositif « Coup de pouce chauffage » lancé par le gouvernement en 2019. Pour une pompe à chaleur, EDF va plus loin que le dispositif réglementaire et a proposé en 2024 des primes complémentaires.

- Offre Rénovation globale

Depuis 2022, EDF a complété son offre d'accompagnement en matière de rénovation énergétique, en lançant son offre « Rénovation globale », permettant à tous les propriétaires de maison individuelle de rénover leur habitat dans sa globalité, dans un cadre sécurisé, avec un objectif de baisse de la consommation énergétique de la maison d'au moins 55 % par rapport à la situation avant travaux.

- Offre Agir Plus dans les DOM&Corse [1]

Les offres Agir Plus visent à accompagner les clients dans leurs travaux de rénovation énergétique via du conseil et des accompagnements financiers. Elles sont portées par un ensemble de partenaires EDF SEI qualifiés et certifiés RGE (Reconnu garant de l'environnement).

- Partenariat Ashoka

Face à la crise énergétique, EDF a souhaité renforcer son action de communication et de sensibilisation en faveur des publics les plus précaires, qu'il s'agisse des bonnes pratiques à effectuer pour maîtriser sa consommation, des aides financières pouvant être sollicitées ou de la prévention des impayés et des situations difficiles.

Pour répondre à ces enjeux, EDF s'appuie sur 2 fellow Ashoka, Réseau Eco Habitat et Voisin Malin, pour qualifier et faire émerger des clés de réussite et des bonnes pratiques en matière de sensibilisation quand on s'adresse à des personnes en situation de fragilité.

- Offre Alogia

EDF s'engage avec son partenaire Alogia dans la transition énergétique des résidents seniors. Cette offre destinée aux bailleurs sociaux répond à deux enjeux sociétaux importants : l'aide au maintien des seniors dans leur logement en améliorant le confort et la sécurité, et la lutte contre la précarité.

(1) reunion.edf.fr/particulier/realiser-des-economies-d-energie/se-lancer-c-est-facile-et-accessible-2

- *Energy Company Obligation*

Au Royaume-Uni, l'obligation de l'entreprise énergétique (ECO4) est une obligation gouvernementale imposée aux fournisseurs d'énergie visant uniquement les clients vulnérables. Elle s'étend d'avril 2022 à mars 2026 et englobe à la fois les mesures visant à réduire les émissions de carbone et à lutter contre la pauvreté énergétique en améliorant l'efficacité énergétique. L'objectif du programme est d'améliorer l'efficacité énergétique et de réduire les factures de chauffage des consommateurs vivant dans la précarité énergétique. Les fournisseurs doivent installer plusieurs mesures dans les maisons pour s'assurer que le DPE des consommateurs est amélioré d'au moins 2 échelons. EDF Energy est à l'avant-garde de la mise en œuvre de cette obligation et est en passe de se conformer au système avant la date de fin de celui-ci.

En 2023, une obligation supplémentaire a été imposée aux fournisseurs, le Great British Insulation Scheme, a été lancé. Ce programme offre des mesures d'isolation individuelles aux ménages à faible revenu et détenant des propriétés situées dans certaines tranches de taxe d'habitation. Ce programme s'est avéré plus difficile à mettre en œuvre que l'ECO4 en raison de la viabilité économique des travaux d'isolation de nombreuses propriétés qui ne peuvent pas être réalisés dans l'enveloppe de coût déterminée par le gouvernement. Néanmoins, EDF a obtenu et continue d'obtenir des résultats nettement supérieurs à ceux du secteur au cours de la première année du programme. En même temps, EDF Energy a été à l'avant-garde de la proposition de changements du programme au gouvernement afin de permettre à des maisons économiquement viables de recevoir des mesures d'isolation. Une consultation du gouvernement britannique est attendue sur les changements pour la phase finale du programme commençant en 2025.

3.3.5.2.4.4 Aides au paiement

EDF travaille activement pour aider ses clients les plus vulnérables à gérer leurs dépenses d'énergie ou des dépenses liées au logement grâce à diverses initiatives. Les actions menées permettent notamment d'éviter les situations de précarité énergétique. Le groupe EDF agit pour que la facture d'électricité ne constitue pas un facteur aggravant supplémentaire pour les clients les plus fragiles, soit en accompagnement renforcé de dispositifs publics, soit de sa propre initiative en déployant des actions spécifiques.

Ainsi, EDF propose, selon les cas :

- des aides financières aux personnes qui rencontrent des difficultés pour payer les dépenses liées à leur logement dans le cadre d'une contribution au Fonds Solidarité Logement en France. Avec 224 millions d'euros versés en 2024, EDF est le premier contributeur du Fonds de Solidarité Logement, après les collectivités publiques ;
- des réductions de factures d'énergie, comme le « Edison Cashback programme » en Italie qui offre des réductions en échange de l'utilisation d'une application de suivi des consommations énergétiques et de la facture électronique ;
- un accompagnement renforcé des personnes qui bénéficient du chèque énergie en France ;
- des primes dans le cadre de programmes nationaux d'économies d'énergie, comme les certificats d'économie d'énergie, Précarité Énergétique en France ou *« The Energy Company Obligation »* et *« The Great British Insulation »* au Royaume-Uni ;
- l'ajustement des acomptes mensuels pour minimiser le risque de régularisation imprévue lors de la facture annuelle ;
- des plans d'échelonnements des factures sur mesure, pour Edison ;
- des bonus en plus des primes, par exemple l'offre « mon chauffage durable » qui complète la prime « coup de pouce » ;
- un don d'énergie en France ;
- des gammes de forfaits de soutien sur mesure pour EDF Energy, incluant du crédit de soutien temporaire, un gel temporaire des remboursements de dettes, un effacement des dettes (« Fresh Start »), un soutien continu via le top up (« Helping Hands ») et une orientation vers le Fonds d'Aide à la clientèle d'EDF Energy.

3.3.5.2.4.5 Délais de paiement

Pour aider ses clients confrontés à des difficultés financières temporaires ou structurelles, susceptibles d'entraîner une précarité énergétique, le groupe EDF offre des solutions de paiement flexibles. Ces solutions peuvent inclure des délais de paiement, et même l'effacement de dette dans certains cas, comme le propose EDF Energy depuis la crise de 2022 dans le cadre du programme « Fresh Start » sous certaines conditions. Ces mesures peuvent être mises en place lorsque les situations de difficultés de paiement sont portées à la connaissance du service clients d'EDF, pour prévenir le surendettement des clients et préserver leur accès à l'énergie, tout en garantissant la solvabilité du groupe EDF.

3.3.5.2.4.6 Limitation de puissance en France

En complément de ces différentes actions, EDF s'est engagée, en novembre 2021, à ne plus demander la coupure d'électricité pour impayés de ses clients du segment des clients particuliers en France. Avec cette mesure, EDF va plus loin que ses obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale, en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure a pris effet le 1er avril 2022 et est appliquée dans tous les cas, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement. En 2024, 427 000 clients ont été concernés par une limitation de puissance. EDF a mené au printemps 2023, en partenariat avec la Fondation pour le logement des défavorisés, une enquête auprès de ménages en impayés ayant vécu sous réduction de puissance. Elle établit qu'avec une information préalable, une grande partie des ménages, malgré les difficultés, perçoit plutôt bien la logique consistant à remplacer la coupure par une limitation de puissance. Loin d'être confortable, celle-ci ne participe pas à une déresponsabilisation des consommateurs, puisqu'elle pousse ceux-ci à recontacter EDF pour trouver une solution adaptée à leur situation. La mesure est saluée par ces derniers puisqu'elle permet de répondre à leurs besoins vitaux et sociaux élémentaires, et appréciée par les partenaires de l'action sociale qui peuvent ainsi travailler moins dans l'urgence pour trouver des solutions pérennes pour les clients qu'ils accompagnent.

3.3.5.2.5 Cibles et indicateurs en lien avec la lutte contre la précarité énergétique

Le suivi de l'efficacité des actions visant à éviter la précarité énergétique se traduit à travers le nombre de cas évités de limitation de puissance en France ou de coupures pour non-paiement dans les autres pays. En effet, si le client respecte le délai de paiement qui lui a été accordé, cela lui permet non seulement de résorber sa dette liée à sa facture d'énergie mais aussi d'éviter une limitation de puissance s'il vit en France ou une coupure dans les autres pays.

Au-delà de l'ensemble des actions menées par le groupe EDF en matière de solidarité et d'innovation sociale, cet indicateur de performance permet de mesurer la capacité du Groupe à mitiger et réduire les situations contraignantes à vivre que sont la limitation de puissance ou *a fortiori* la coupure pour non-paiement.

Ce nouvel indicateur de performance Groupe remplace l'indicateur de performance retenu jusqu'à présent, à savoir le nombre d'Actions de conseil effectuées auprès des clients dans le cadre du dispositif d'Accompagnement Énergie qui ne s'appliquait qu'au périmètre d'EDF Commerce en France.

Pour cette année, les résultats sont uniquement présentés au périmètre France métropolitaine, les autres entités concernées par cet indicateur présenteront leurs résultats en 2025.

Il s'agit d'un indicateur spécifique du groupe EDF.

Une cible sera définie pour cet indicateur de performance sur la base des résultats obtenus en 2024 et 2025 en concertation avec les entités concernées qui interagissent avec leurs clients et consommateurs.

Enjeu de durabilité	Indicateur	Cible	Revue	Périmètre	2024
Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux	Nombre de limitations de puissance pour non-paiement évitées comparé au nombre de limitations de puissance pour non-paiement réalisées	À définir en 2026	Annuelle	France métropolitaine continentale (EDF SA et ES)	Nombre de limitations de puissance réalisées : 426 938 Nombre de limitations de puissance évitées : 398 612

En 2024, sans les aides au paiement et l'accompagnement mis en place par EDF et Électricité de Strasbourg, le nombre de limitations de puissance subies par les clients aurait été presque deux fois plus important.

3.3.5.3 Respect de la vie privée/Protection des données personnelles

3.3.5.3.1 Politique relative au respect de la vie privée/à la protection des données personnelles pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Une attention particulière est portée à la protection des données personnelles des clients d'EDF mais également des collaborateurs, prestataires et salariés. Elle vise notamment à garantir la conformité des traitements des données à caractère personnel en application du Règlement UE 2016/679 du 27 avril 2016, dit Règlement général sur la protection des données (RGPD). Des contrôles réguliers, avec l'appui des services juridiques et cyber, sont réalisés chaque année soit par le Délégué à la protection des données directement, soit par ses relais locaux pour maintenir cette conformité et s'assurer de la mise en œuvre d'un niveau de protection des données adapté.

Les engagements d'EDF en matière de respect de la vie privée et de protection des données personnelles sont formalisés par la note d'instruction protection des données personnelles, elle-même rattachée aux politiques Éthique et conformité du Groupe et Gouvernance des Systèmes d'information et de la transformation numérique. En France, EDF, qui avait nommé un Correspondant Informatique et Liberté (CIL) dès 2006, a désigné en 2018, a désigné son Délégué à la protection des données (DPO), en application du règlement RGPD et l'a missionné en tant que Délégué à la protection des données (« Data Protection Officer » ou DPO) pour EDF et DPO Chef de file pour le Groupe. Les DPO veillent au respect de la réglementation relative à la protection des données à caractère personnel au sein du Groupe, et notamment la protection des données personnelles des clients. Pour son action, le DPO Chef de file dispose de relais au sein de l'ensemble des entités d'EDF : une vingtaine de Délégués à la Protection des Données (DPO) ont été nommés au sein des filiales France et Europe qui le nécessitent, auxquels il convient d'ajouter la désignation d'un Interlocuteur Informatique et Libertés (I2L) référent RGPD pour chaque direction d'EDF. Ces engagements s'appliquent à l'ensemble des activités, tout au long de la chaîne de valeur, et à toutes les parties intéressées. Ils ne comportent pas d'exclusions spécifiques et s'appliquent à l'échelle mondiale. L'application de ces engagements est de la responsabilité du Représentant légal de l'Entreprise, le Président-Directeur-Général d'EDF, et de ses délégataires *via* la chaîne de délégations de pouvoirs. Le DPO, appuyé des I2L, conseille ses responsables de traitement, contrôle la bonne mise en œuvre de ces engagements et décide conjointement avec eux des plans d'actions à mettre en œuvre pour renforcer la conformité. Il met en œuvre également un reporting semestriel de la conformité auprès du Comex.

3.3.5.3.2 Processus de dialogue avec les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec le respect de la vie privée/ la protection des données personnelles

Les interactions avec les consommateurs et les utilisateurs finaux concernant la protection de leurs données personnelles sont traités *via* tous les canaux de communication. Des processus sont en place pour traiter les demandes d'exercice de droits et assurer l'information des personnes, que ce soit *via* les conseillers ou bien *via* les services numériques mis à la disposition par EDF à ses consommateurs. Les consommateurs et utilisateurs finaux sont incités à utiliser les services numériques (site internet EDF, application mobile « EDF et MOI », etc.) pour gérer leurs données à caractère personnel afin d'en assurer personnellement la maîtrise.

Sur la base de statistiques récentes, il a pu être observé que plus de 10,5 millions de clients se connectent au moins une fois dans l'année aux services numériques. Plus de 2,2 millions d'entre eux se sont connectés au moins 24 fois dans l'année aux outils de suivi de consommation. Les utilisateurs se connectent en moyenne chacun un peu plus de 26,5 fois par an. Cette tendance s'est accrue en 2024 confirmant ainsi l'engagement des clients à maîtriser leur consommation énergétique et à réduire à leur facture.

3.3.5.3.3 Procédures de réparation des incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles

Les clients d'EDF, ainsi que l'ensemble des personnes physiques concernées, s'agissant des données personnelles qui les concernent, disposent de la possibilité d'exercer leurs droits dans les conditions prévues par la réglementation :

- du droit de retirer à tout moment leur consentement à tout traitement reposant sur son recueil préalable ;
- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avéreraient inexactes, incomplètes et/ou périmées ;
- d'un droit d'opposition à l'utilisation par EDF de ces informations notamment à des fins de prospection commerciale sauf lorsque les données sont requises pour le traitement d'une obligation légale ou l'exécution du contrat qui les lie à EDF ;
- d'un droit à l'effacement de leurs données (« droit à l'oubli ») ;

- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet. Ce droit signifie que le traitement des données personnelles les concernant est limité, de sorte qu'elles peuvent être conservées, mais pas utilisées ni traitées autrement ;
- d'un droit à la portabilité de leurs données si les données sont traitées sur la base du consentement ou l'exécution contractuelle.

EDF met à leur disposition plusieurs canaux pour exercer ces droits en utilisant les moyens de contact suivants :

- par un formulaire dédié depuis l'espace client ;
- par courrier électronique ;
- par courrier postal.

Si toutefois ils rencontrent des difficultés, ils peuvent s'adresser au Délégué à la Protection des Données par courrier électronique ou par courrier postal.

Ils disposent également de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission nationale de l'informatique et des libertés.

Ces informations sont précisées dans les mentions d'information et chartes de protection des données personnelles accessibles sur les espaces digitaux d'EDF.

3.3.5.3.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés pour les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles

Afin de maintenir le respect de la vie privée et de la protection des données personnelles, un plan de contrôle de conformité de protection des données personnelles est établi annuellement et présenté à la Gouvernance du Groupe. Au-delà de ces actions de contrôle, tous les conseillers clientèle reçoivent régulièrement des formations en matière de protection des données personnelles afin qu'ils puissent répondre aux demandes des clients concernant l'exercice de leurs droits dans ce domaine. Les demandes les plus complexes sont gérées conjointement avec l'Interlocuteur Informatique & Liberté (I2L) de l'entité et le Délégué à la Protection des Données (DPO).

Dans le cadre de son engagement pour le respect de la vie privée et la protection des données personnelles, le groupe EDF propose des formations spécifiques à la sécurité informatique pour ses salariés. Ces formations sont adaptées à différents profils, incluant les utilisateurs, les chefs de projets, les développeurs d'applications, les responsables de sécurité des systèmes d'information, entre autres.

3.3.5.3.5 Cibles et indicateurs en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles

Le groupe EDF est très investi sur les sujets liés à la protection des données de ses clients. Une cible et l'indicateur correspondant sont en réflexion pour la prochaine publication afin de pouvoir rendre compte des efforts importants mis en œuvre pour garantir un haut niveau de sécurité des données tout en tenant compte des nombreuses réglementations en vigueur.

3.4 Informations sur la conduite des affaires

3.4.1 Description des procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels

Plusieurs sujets de conduite des affaires concernent le groupe EDF :

- les dispositifs mis en place pour assurer une pratique éthique des affaires ;
- les relations avec les fournisseurs : la qualité de la relation entre EDF et ses fournisseurs est au cœur de la réussite des activités du Groupe ;
- la gestion de crise et la sûreté : en cas d'évènement exceptionnel, les mesures prises pour gérer les crises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe ;
- le lobbying : l'évaluation du lobbying du groupe EDF passe par un processus d'examen annuel qui déclenche, si nécessaire, des actions de suivi.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, les IROs suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

- Impact négatif
- Impact positif
- Risque
- Opportunité

Enjeu de durabilité	Impact matériel	Description	Horizon de temps
Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte (*cf.* section 3.4.2.5)	Atteintes aux droits des lanceurs d'alerte	Le manque d'efficacité ou d'intégrité des dispositifs d'alerte menant à l'identification des lanceurs d'alerte peut porter atteinte aux droits des individus concernés.	Court terme
Gestion des relations avec les fournisseurs (*cf.* section 3.4.3)	Détérioration de la santé financière de fournisseurs	D'éventuels non-respects des délais de paiement par le Groupe peuvent détériorer la santé financière de certains fournisseurs.	Court et moyen termes
	Achats responsables	L'entreprise peut contribuer à l'accélération de la prise en compte des enjeux RSE de ses fournisseurs faisant ainsi évoluer les pratiques de son écosystème.	Moyen et long termes

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel	Description
Gouvernance [1] (*cf.* section 3.4.1.6.2)	Risque lié aux politiques publiques	Les politiques publiques peuvent imposer des orientations stratégiques non alignées avec des décisions d'investissement et de désinvestissement durables en lien avec l'évolution du modèle d'affaires du Groupe, créant des risques de gouvernance et financiers pour le Groupe.
	Opportunité liée aux politiques publiques	Des politiques publiques alignées avec les orientations stratégiques et priorités du Groupe peuvent créer des opportunités de nouveaux marchés et faciliter la sécurisation de sources de financements pour le Groupe.
Éthique, conformité et transparence du lobbying [1] (*cf.* sections 3.4.2 et 3.4.6)	Éthique des affaires et transparence des pratiques de lobbying	Des pratiques d'engagement des parties prenantes peu transparentes ou des violations de l'éthique (corruption et pratiques anti-concurrentielles) et du code de conduite par des collaborateurs du Groupe ou ceux de sa chaîne de valeur amont, peuvent entraîner des risques juridiques (enquêtes, non-conformités réglementaires, litiges), financiers (amendes) et réputationnels.
Gestion des relations avec les fournisseurs (*cf.* section 3.4.3)	Dépendance envers certains fournisseurs	Des incidents dans la relation fournisseurs ou une dépendance trop forte du Groupe auprès de certains fournisseurs peuvent affecter la continuité des opérations.
	Qualité des relations fournisseurs	Une relation durable et de qualité avec les fournisseurs peut permettre des gains mutualisés sur les conditions d'achats par exemple via des contrats-cadres.
Sûreté et gestion de crise [2] (*cf.* section 3.4.5)	Incidents d'exploitation et de cybersécurité	Le Groupe pourrait risquer la perte de licence d'exploitation et de nombreuses autres conséquences financières en cas d'incident d'exploitation grave ou de cyberattaque. La continuité des activités nucléaires pourrait également être remise en question en cas d'incident grave survenant dans le cadre des activités d'un autre opérateur nucléaire. Ce risque est davantage détaillé dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise » (risques 1B et 1C)

(1) Voir la section 3.1.5.3 « Référence des ESRS par question de durabilité » pour connaître les sous-thèmes et sous-sous-thèmes des ESRS associés.
(2) Sous-thème défini par EDF.

Les politiques publiques, les relations avec les fournisseurs et les questions d'éthique sont autant d'éléments susceptibles d'avoir des conséquences sur le Groupe. Des stratégies du Groupe non alignées avec les politiques publiques peuvent engendrer des risques, mais à l'inverse, des politiques alignées peuvent créer de nouvelles opportunités. Les lanceurs d'alerte, les relations avec les fournisseurs, et le respect du code de conduite sont également des enjeux importants et peuvent avoir des conséquences financières et réputationnelles si ceux-ci sont mal gérés. Une cyberattaque pourrait également avoir des conséquences financières et opérationnelles majeures. En revanche, une bonne relation avec des fournisseurs fidélisés peut entraîner des gains opérationnels, et l'entreprise peut contribuer à faire progresser les questions de RSE au sein de son écosystème.

L'identification des risques, opportunités et dépendances liés à la conduite des affaires a été réalisée en s'appuyant sur des sources internes et externes, telles que la cartographie des risques du Groupe et les rapports sectoriels SASB. Le Groupe a également identifié ses dépendances en matière de conduite des affaires en menant une analyse des dépendances de ses chaînes de valeur.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels.

3.4.2 Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires

3.4.2.1 Le rôle des organes de gouvernance en lien avec l'éthique et la conformité

[G1-1] Pour plus d'informations sur la gouvernance générale du groupe EDF, voir la section 3.1.2 « Gouvernance ».

Le Comité exécutif du groupe EDF est chargé de déterminer les orientations et priorités du programme éthique et conformité, d'affecter les ressources nécessaires et de s'assurer du suivi et du contrôle de sa mise en œuvre pour le Groupe. Le Conseil d'administration d'EDF, par l'intermédiaire de son Comité de responsabilité d'entreprise veille à la prise en compte de la réflexion éthique et conformité dans ses travaux. Le Comité exécutif et le Comité de responsabilité d'entreprise disposent également chaque année d'un rapport d'activité présenté par la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG).

Les administrateurs nouvellement nommés bénéficient d'une formation par la Directrice de la CEDG au moment de leur prise de fonction.

La Direction Éthique et Conformité Groupe et son réseau éthique et conformité

Rattachée au Secrétariat Général, la DECG gère et coordonne, en lien avec les Directions concernées, la mise en œuvre du programme « Éthique et conformité » Groupe.

Un réseau d'une cinquantaine de Responsables Éthique et Conformité (REC) présents dans les différentes entités du Groupe, tant en France qu'à l'international, relaie et déploie la Politique Éthique et Conformité Groupe (PECG). Les REC participent aux Comités de Direction et rendent directement compte aux cadres dirigeants des entités du Groupe.

EDF est membre de plusieurs cercles et associations qui luttent contre la corruption. En particulier, EDF a intégré en 2016 Transparency International France au sein de laquelle elle participe au Forum des entreprises engagées (FEE) qui promeut l'adoption des meilleurs standards en matière de transparence et d'intégrité.

3.4.2.2 La politique Responsabilité sociétale d'entreprise (RSE)

Voir détails dans la section 3.1.3.6 « Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise ».

3.4.2.3 La politique éthique et conformité Groupe (PECG)

Le groupe EDF promeut, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, la culture d'intégrité et applique la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois est la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception. Le groupe EDF s'engage à respecter et faire respecter les droits humains dans toutes ses activités et partout où il est présent.

L'Instruction Procédure d'alerte éthique, conformité et devoir de vigilance Groupe permet d'assurer une surveillance de l'application de la politique Éthique et Conformité Groupe.

La Direction Éthique et Conformité Groupe met en œuvre le programme Éthique et Conformité Groupe à partir des référentiels suivants :

Treize programmes de conformité

La PECG recense les programmes de conformité du Groupe ainsi que les principales règles que les cadres dirigeants doivent connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités. Elle a fait l'objet d'une mise à jour, validée en Comité exécutif en janvier 2020.

Elle comporte treize programmes de conformité :

- la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ;
- la prévention des conflits d'intérêts ;
- la lutte contre la fraude ;
- la conformité aux programmes de sanctions internationales ;
- la prévention du harcèlement et de la discrimination ;
- la prévention des abus de marché ;
- la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ;
- la conformité au règlement EMIR [1] ;
- la conformité au règlement REMIT [2] ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la protection des données personnelles ;
- l'*export control* (biens à double usage) ;
- le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la santé sécurité).

Charte éthique et valeurs du Groupe

La Charte éthique Groupe définit les valeurs partagées au sein du collectif de travail. Elle place les exigences éthiques au cœur de la responsabilité du Groupe et, conformément à l'engagement du Président, promeut les comportements éthiques dans l'ensemble des activités professionnelles. La Charte éthique Groupe se concentre autour des trois valeurs du Groupe « Respect, Solidarité et Responsabilité », chacune déclinée en 4 exigences. Elle est accessible en français et en anglais sur le site internet d'EDF [3] et est disponible dans les onze autres déclinaisons linguistiques pour lesquelles le Groupe a une activité.

(1) *European market infrastructure regulation.*
(2) Règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie.
(3) www.edf.fr/sites/groupe/files/contrib/groupe-edf/engagements/Ethique%20Conformite/charte-ethique/20190416-edf_charte_ethique_fr_page_hd.pdf

3.4.2.3.1 Programme anti-corruption

Conformément à la loi du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique dite loi « Sapin 2 », EDF a mis en place un programme de conformité anticorruption intégrant les exigences de la loi.

Un code de conduite éthique et conformité intégré au règlement intérieur et un régime disciplinaire

Ce code de conduite, revu en juin 2023 pour intégrer les évolutions réglementaires liées au dispositif d'alerte, définit et illustre, par des cas pratiques, les différents types de comportement auxquels les collaborateurs sont susceptibles d'être confrontés du fait de l'activité et de l'organisation du Groupe et devant être proscrits car susceptibles de caractériser des faits de corruption ou de trafic d'influence. Il définit des règles pour l'ensemble des thématiques qui ont été identifiées dans la cartographie des risques de corruption. Il prohibe le paiement de facilitations, et encadre les cadeaux et invitations. Tout manquement à l'une de ses règles peut donner lieu à des sanctions disciplinaires. Il est accessible aux salariés et aux tiers sur le site EDF, en français et en anglais[1].

3.4.2.3.2 La déontologie financière

La PECG fixe les exigences à respecter en termes de prévention des abus de marché, de prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme. Un Code de déontologie boursière complète cette politique. La PECG précise les exigences concernant la conformité au règlement européen EMIR[2].

La déclinaison de la réglementation EMIR au sein du groupe EDF, les implications pour les entités ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans le guide support *EDF Group EMIR Policy Paper*.

3.4.2.3.3 Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT)

En application de la PECG et de la note d'instruction REMIT Groupe, les entités concernées doivent mettre en place un dispositif de conformité au règlement européen REMIT (relatif à l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie). Un *Compliance Officer* Groupe a pour mission de prévenir les risques de non-conformité en développant un environnement de contrôle adapté. La déclinaison opérationnelle de cette réglementation au sein du groupe EDF est mise en œuvre par les entités concernées au travers de processus et de contrôles associés. Pour EDF et les filiales françaises, une formation est disponible en *e-learning* depuis 2019 sur le portail interne de formation du Groupe. À fin 2024, 2 194 personnes ont été formées via ce dispositif.

3.4.2.3.4 La prévention des manquements au droit de la concurrence

Le groupe EDF fait de la prévention des pratiques anticoncurrentielles (ententes et abus de position dominante) un enjeu majeur pour ses collaborateurs. Dès 2010, le Groupe s'est doté d'un Programme de conformité « droit de la concurrence ». Son objectif est d'assurer la conformité au droit de la concurrence de l'ensemble des activités des entités du Groupe en France et dans le monde et s'applique à l'ensemble des salariés. Toute suspicion de pratique anticoncurrentielle peut faire l'objet d'un signalement dans le cadre du dispositif d'alerte mis en place par le Groupe (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

Un *e-learning* de sensibilisation au droit de la concurrence disponible sur le portail interne de formation du Groupe a réuni 584 participants en 2024. Il est aussi intégré dans le parcours de formation des administrateurs du groupe EDF, qui reçoivent également une sensibilisation complémentaire dans le cadre d'un module présentiel.

3.4.2.3.5 *Export control* et sanctions internationales

Dans le cadre de ses activités, en particulier nucléaires, EDF et ses filiales mènent différentes opérations pour leurs besoins propres, ou ceux de tiers, requérant l'utilisation de biens et technologies notamment ceux à « double usage » (« BDU »), *i.e.* usage civil et usage militaire. Cela peut les exposer à certains risques inhérents aux réglementations françaises, européennes et/ou étrangères spécifiques en la matière dont certaines ont une portée extraterritoriale, et qui peuvent imposer l'obtention d'une licence/autorisation auprès des autorités compétentes préalablement à tout transfert, exportation, réexportation, courtage, transit de tels biens et technologies.

Certaines réglementations, notamment américaines, ont instauré des restrictions d'accès à des biens et technologies à l'encontre d'entités étrangères pouvant concerner tant des BDU que tout autre bien du commerce.

Le Groupe, ou certains de ses partenaires, peuvent être exposés, directement ou indirectement, à des programmes de sanctions notamment (i) des sanctions internationales adoptées par le Conseil de sécurité des Nations Unies, (ii) des sanctions adoptées par des organisations régionales telles que l'Union européenne, et (iii) des sanctions adoptées par certains États de manière unilatérale et possédant, pour certains, une portée extraterritoriale.

Une Direction Groupe *Export control* et *Sanctions Internationales* a été créée en août 2019 afin de renforcer la capacité du Groupe à se conformer à ces réglementations. Une note d'instruction décrivant les procédures de conformité à mettre en œuvre a été adoptée par le Comité exécutif le 4 mai 2020.

En avril 2022, la Direction *Export Control* et Sanctions internationales a mis en place deux *e-learnings* « export control » et « sanctions internationales » en français et anglais, accessibles à l'ensemble des salariés du Groupe sur le portail interne de formation du groupe. Fin 2024, près de 1 400 salariés du Groupe ont été formés *via* notamment ces *e-learnings*, auxquels s'ajoutent ceux formés par la Direction *Export control* et Sanctions internationales, de manière ciblée en présentiel ou Teams.

3.4.2.4 Politique fiscale - Contribution au développement par l'impôt

EDF a mis en place une politique fiscale Groupe pour définir les principes applicables, en matière de fiscalité, à l'ensemble des relations du Groupe[3] avec ses partenaires financiers ou commerciaux et les autorités publiques ou fiscales. La politique fiscale, validée en 2017 par le Comité exécutif, est portée par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissements et Finance. Pour plus d'informations, un rapport [4] sur la transparence fiscale du groupe est disponible.

3.4.2.4.1 La politique fiscale du Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de toutes natures fiscales ou douanières à la charge finale de l'entreprise ou de ses clients (lorsqu'EDF est simplement collecteur pour le compte de tiers).

(1) avere.org/wp-content/uploads/2019/02/the_electrification_alliance_-_declaration-2017-030-0453-01-e.pdf (Electrification Alliance Electricity for an Efficient and Decarbonised Europe).
(2) European Market Infrastructure Regulation.
(3) À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, pour qui elle constitue un guide.
(4) www.edf.fr/sites/groupe/files/2024-12/2024-12-23-rapport-transparence-fiscale-2023.pdf

Cette politique doit être appliquée dans le Groupe, par toutes ses entités contrôlées quelle que soit leur nature ou leur situation géographique, à l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées pour lesquels elle constitue un guide. Le personnel du Groupe doit respecter cette politique qui vise à réduire les risques fiscaux auxquels il s'expose par ses activités.

Les orientations sont les suivantes :

- renforcer la performance fiscale du Groupe dans le strict respect des lois et réglementations fiscales nationales et internationales ;
- maîtriser les risques fiscaux par une amélioration continue et systématique, dans toutes les entités du Groupe, du recensement et de la gestion des risques fiscaux ;
- mettre en place les outils, les reportings et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du cash fiscal [1], ainsi qu'un pilotage attentif et proactif du taux effectif d'imposition du Groupe ;
- garantir les conditions nécessaires à l'obtention de rapports constructifs avec les autorités fiscales et publiques de toute nature en entretenant avec elles une relation transparente et professionnelle.

Des principes éthiques

Dans le cadre de la répartition entre pays des marges opérationnelles internes au Groupe, EDF veille à appliquer une politique de prix de transfert conforme aux principes de l'OCDE pour justifier les revenus qui en découlent. EDF ne dispose pas d'implantation juridique dans un territoire inscrit dans la liste des États et territoires non coopératifs tels que définis par la législation française et internationale qui ne soit pas sous-tendue par des raisons d'activité économique, et en aucun cas par de pures raisons fiscales. De même, les flux via ces pays sont prohibés s'ils ne sont justifiés que par des raisons fiscales.

Présence au Luxembourg et en Irlande

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF recourt à des captives et à des mutuelles pour compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance. Les captives et les mutuelles permettent à EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et le montant des primes payées au marché de l'assurance. Trois captives d'EDF sont situées respectivement en Irlande et au Luxembourg :

- Wagram Insurance Company DAC (détenue à 100 % par EDF), société d'assurance créée en 2003 à Dublin qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Ré (détenue à 100 % par EDF), société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF ;
- Tereco I et II (détenue à 100 % par Framatome), société de réassurance du périmètre Framatome située au Luxembourg pour réassurer un portefeuille de risques dont celui de la responsabilité civile nucléaire de Framatome.

3.4.2.4.2 Les impôts payés par le Groupe

Fin 2024, le Groupe a, comme l'année précédente, télétransmis à l'administration fiscale française sa déclaration pays par pays (*country-by-country reporting*) des données de l'exercice 2023, conformément aux dispositions de l'article 223 quinquies C du Code général des impôts.

En 2024, le groupe EDF a supporté une charge de (4 142) millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA, en augmentation de 78 millions d'euros par rapport à 2023.

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (4 887) millions d'euros en 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 %, contre une charge de 2 470 millions d'euros en 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13 %.

La variation de la charge d'impôt de (2 417) millions d'euros entre 2024 et 2023 est analysée dans la section 9.2 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » - note 9 « Impôts sur les résultats » [2].

L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 3 384 millions d'euros contre 3 695 millions d'euros en 2023.

Le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1 000 millions d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales.

3.4.2.5 Protection des lanceurs d'alerte : les mécanismes en place pour identifier, signaler et examiner les cas de non-respect/comportements illicites

Le processus de protection des lanceurs d'alerte est décrit en détail dans la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF ».

3.4.3 Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs

Le groupe EDF déploie une démarche d'Achats responsables, qui applique la politique RSE du Groupe (voir la section 3.1.3.6 « Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise ») à l'ensemble de ses sous-traitants. La déclinaison de la responsabilité d'entreprise auprès des fournisseurs est au cœur de l'activité de toutes les entités du Groupe, au travers de la prescription, de la contractualisation, du *contract management*, de la gestion des programmes industriels, et de l'ancrage territorial.

La prise en charge de la contractualisation et du *contract management* est répartie dans le Groupe entre les entités elles-mêmes (métiers et projets), ou par des entités spécialisées dans l'acte d'achat. En 2024, les entités spécialisées dans l'acte d'achat se sont regroupées dans une filière achat, dont l'objectif est d'harmoniser les pratiques dans l'ensemble du Groupe et de dégager des synergies au sein de cette filière, en lien étroit avec ses fournisseurs. L'intégration de la RSE dans les achats est une dimension structurante de la filière achats. La Direction des Achats Groupe (DAG) pilote la filière achats du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau. Elle est composée des fonctions achats d'EDF SA (dont la Division Combustible Nucléaire), Dalkia, Luminus, EDF Energy, Hinkley Point C, Framatome, Enedis, Edison, EDF Renouvelables, et Arabelle Solutions.

La filière achats regroupe environ 2 100 acheteurs, en relation avec environ 150 000 fournisseurs actifs (ayant eu une relation d'affaires sur les 5 ans écoulés) et adresse un volume total d'achat de 30 milliards d'euros.

La démarche d'achats responsables d'EDF est au cœur de la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe sur sa chaîne d'approvisionnement.

3.4.3.1 Achats responsables

La démarche achats responsables portant sur tous les champs de la RSE, environnement, droits humains et santé-sécurité, développée dans la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables », décrit les actions clés mises en œuvre pour assurer des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs.

Intégration de leviers responsables dans l'acte d'achat

Dans la mise en œuvre des contrats d'achat, la Direction des Achats Groupe veille au maintien de l'équité financière à l'égard des fournisseurs, notamment par le respect des délais de paiement et des actions d'analyse et de structuration de prix.

(1) Cash fiscal : impôt décaissé.
(2) edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers/indicateurs-esg

Chaque acheteur signe obligatoirement un engagement déontologique qui rappelle les principes à respecter dans les relations avec les fournisseurs et les entreprises candidates.

Les autres leviers sont présentés dans la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables » au sein de la section consacrée aux travailleurs de la chaîne de valeur, ainsi que dans les sections consacrées aux enjeux environnementaux.

Accompagnement et suivi des fournisseurs

Les fonctions achats du Groupe disposent d'interlocuteurs dédiés aux fournisseurs : les responsables stratégiques, par catégorie d'achat ou par fournisseur, qui animent la relation avec les principaux partenaires contractuels. Au travers de revues régulières, les responsables stratégiques accompagnent le panel fournisseurs grâce à des analyses de risques, de plans de progrès, et de revues de portefeuilles. La fonction de responsable stratégique permet d'ancrer la démarche achats responsables au cœur de la relation contractuelle.

Des actions spécifiques sont conduites envers les PME pour les aider à accéder aux marchés du groupe EDF, notamment via l'association Pacte PME. Des informations complémentaires sur cette initiative sont disponibles à la section 3.3.4.4.3 « Des bénéfices pour les populations locales ».

Les autres dispositifs d'accompagnement et suivi sont présentés dans la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables ».

Qualité des relations avec les fournisseurs

Les directions achats du Groupe mettent en œuvre des partenariats productivités avec les fournisseurs, afin que les investissements et les gains sur des actions d'amélioration de performance (incluant la performance sociale et environnementale) soient partagés. Les revues régulières menées par les responsables stratégiques achat sont garantes d'un dialogue constructif, sur toute la durée de vie des contrats.

La qualité de la relation entre EDF et ses fournisseurs est validée par l'obtention du label RFAR (EDF est labellisée depuis 2015).

Gestion des dépendances entre EDF et la chaîne de fournisseurs

Paramètre piloté par les responsables stratégiques, le degré de dépendance des fournisseurs du Groupe est mesuré et collecté dans la base de données fournisseurs. Des accompagnements sont réalisés pour les degrés élevés de dépendance, par exemple : pour soutenir la diversification des clients d'un fournisseur stratégique, ou pour la gestion des fins de contrats.

Cas particulier des fournisseurs de la filière nucléaire française

En 2024, dans la continuité du plan Excel lancé en 2020, la Direction Ingénierie et Supply Chain (DISC) a été créée pour poursuivre le développement d'une chaîne d'approvisionnement performante au service des projets nucléaires. En particulier, une démarche collaborative avec les fournisseurs stratégiques et majeurs est déployée.

Avec le projet d'avoir un salarié sur deux qui travaillera dans le nucléaire en 2030 et qui n'est pas encore dans la filière, l'un des enjeux est d'attirer, former et recruter pour assurer la disponibilité des compétences nécessaires à la réalisation des projets industriels du Groupe.

EDF a également pris la décision de s'appuyer sur la certification d'un nouveau référentiel qualité adapté aux fournisseurs nucléaires, la norme ISO 19443, qui complète la norme de management ISO 9001 avec des exigences spécifiques au domaine nucléaire (culture sûreté, identification des produits et services IPSN - importants pour la sûreté nucléaire - compétences & qualifications, maîtrise des articles contrefaits, frauduleux et suspects - CFSI, etc.). Cette certification est le gage d'un investissement de toutes les parties prenantes, dans les fondamentaux au service de la qualité et la sûreté du nucléaire.

EDF a incité les fournisseurs de produits et services IPSN à s'engager dans cette certification ISO 19443. Les entités d'EDF concernées se sont également inscrites dans cette démarche, en lien avec ses fournisseurs. Avec l'appui du GIFEN [1], qui communique régulièrement sur l'intérêt de la démarche, la démarche de certification se généralise dans la chaîne d'approvisionnement avec près de 200 fournisseurs français déjà certifiés (source NQSA [2]).

3.4.3.2 Les pratiques en matière de paiement

Le Groupe respecte les délais de paiement réglementaires des pays dans lequel il est établi afin de prévenir la détérioration de la santé financière des fournisseurs. Des initiatives supplémentaires telles que l'offre de facturation collaborative sont mises en place afin de maintenir la santé financière des fournisseurs et préserver des relations commerciales durables. En particulier, le Groupe offre à ses fournisseurs la possibilité de recourir au système d'affacturage inversé, mécanisme qui permet aux fournisseurs de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en Dettes fournisseurs dans les comptes du Groupe. Pour les règlements en France, l'objectif de délai moyen de paiement fournisseurs repose sur la loi LME [3], c'est-à-dire un délai maximal de 60 jours calendaires.

Enjeu de durabilité	Indicateurs associés	Cible	Revue	Périmètre	2024
Gestion des relations avec les fournisseurs	Nombre de jours de délais de paiement des factures fournisseurs	60	Annuelle	France, Royaume-Uni, Italie et Belgique	En France : 60 jours Au Royaume-Uni : 42 jours En Italie : 38 jours En Belgique : 46 jours

(1) GIFEN, Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire.
(2) NQSA Nuclear Quality Standard Association : association à but non lucratif lancée conjointement par Framatome et Bureau Veritas en janvier 2011. Ouverte à toutes les grandes centrales nucléaires, aux ingénieurs nucléaires et aux fabricants, la NQSA promeut l'application de la norme ISO et met en place un processus d'évaluation des fournisseurs axé sur le nucléaire.
(3) Loi de modernisation de l'économie adoptée en 2008 qui vise à stimuler la croissance économique, la compétitivité des entités et la simplification des règles administratives en instaurant notamment des mesures sur les délais de règlement entre entreprises.

Précision sur les indicateurs

Conformément à la réglementation, le Groupe publie (voir ci-dessous) ses pratiques en matière de paiement en utilisant un échantillon représentatif des entités du groupe EDF les plus significatives en matière de facturations fournisseurs. À ce titre, les pratiques en matière de paiement sont décrites pour la France (incluant EDF SA, PEI, Edvance, G2S, Sofilo, Immobilière du Plateau, Framatome, Enedis, EDF Renouvelables, Électricité de Strasbourg et Dalkia), pour le Royaume-Uni (incluant EDF Energy, Dalkia au Royaume-Uni et EDF Renouvelables au Royaume-Uni), pour la Belgique avec Luminus et pour l'Italie avec Edison.

En France, les entités françaises (citées ci-dessus) appliquent un délai de paiement contractuel 60 jours à compter de la date d'émission de facture, en valeur, pour environ 79 % de ses factures annuelles. Elles payent 11 % de leurs factures fournisseurs avec un délai de 30 jours à compter de la date d'émission de la facture. Et de façon marginale, 4 % de leurs factures, en valeur, sont payables au comptant.

En France, le délai moyen de règlement des factures fournisseurs du Groupe est de 60 jours. Ce délai est basé sur l'ensemble des factures quel que soit le délai de paiement contractuel et exclut les factures intragroupes.

Au Royaume-Uni, les entités du Groupe ayant des facturations sur le territoire britannique applique un délai de paiement de 14 jours à compter de la date d'émission de la facture ou de sa réception, en valeur, pour environ 54 % de ses factures annuelles. 16 % des factures, en valeur, sont payables à 60 jours à compter de la date de réception de la facture.

Au Royaume-Uni, le délai moyen de règlement des factures fournisseurs du Groupe est de 42 jours. Ce délai est basé sur l'ensemble des factures quel que soit le délai de paiement contractuel et exclut les factures intragroupes.

En Italie, les entités du Groupe ayant des facturations sur le territoire italien applique comme délai de paiement contractuel de 30 jours à compter de la date d'émission de la facture, en valeur, pour environ 58 % de ses factures annuelles. 25 % des factures, en valeur, sont payables au comptant. En termes de nombre de factures, l'Italie paye 79 % de ces factures selon un délai standard de 30 jours à partir du délai défini par la résolution CADE et le code réseau ARERA pour le secteur gazier et électricité.

En Italie, le délai moyen de règlement des factures fournisseurs est du Groupe de 38 jours. Ce délai est basé sur l'ensemble des factures quel que soit le délai de paiement contractuel et exclut les factures intragroupes.

En Belgique, Luminus utilise des conditions de paiement qui tiennent compte de la date d'émission de la facture ou de la date de réception. En valeur, environ la moitié des factures sont payables à 30 jours (25 % du nombre total de factures). Près de 20 % du nombre de factures sont payables sous 45 jours ; cela ne représente que 5 % du montant total des factures payées.

En Belgique, le délai moyen de paiement des factures fournisseurs est d'un peu moins de 46 jours. Ce terme s'applique à toutes les factures, quel que soit le délai de paiement contractuel, et exclut les factures intragroupes.

À la connaissance du Groupe, il existe 3 procédures judiciaires en cours concernant des retards de paiement susceptibles d'avoir ou ayant eu lieu au cours des 12 derniers mois. Aucune de ces procédures n'ont des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité du Groupe au 31 décembre 2024.

3.4.4 Prévention et détection de la corruption

3.4.4.1 Le programme anti-corruption

Conformément à la loi du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique dite loi « Sapin 2 », EDF a mis en place un programme de conformité anticorruption intégrant les exigences de la loi et qui décrit les actions clés mises en œuvre dans le cadre de ce programme.

Le dispositif d'alerte éthique

La procédure de traitement des alertes du Groupe a été revue en 2023, afin d'intégrer les évolutions liées à la transcription en droit français de la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »). Ce même dispositif d'alerte est également ouvert aux tiers pour les thématiques relevant de la loi « Devoir de Vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

Une cartographie des risques

La cartographie des risques éthique et conformité est intégrée dans la démarche annuelle d'autoévaluation du contrôle interne conduite par la Direction des Risques Groupe. Sur la base de cette cartographie, les entités du groupe EDF définissent un plan d'actions de prévention et de réduction des risques adapté à leur contexte opérationnel. Depuis 2018, une cartographie spécifique « corruption » permet d'identifier et hiérarchiser les risques d'exposition à la corruption par secteur d'activité et par pays. En 2020, la méthodologie d'élaboration de cette cartographie a été renforcée pour s'appuyer encore plus sur les spécificités opérationnelles des différents métiers et implantations géographiques du Groupe.

Un dispositif de contrôle d'intégrité des tiers

La PECG porte obligation aux cadres dirigeants des entités du Groupe concernées de mettre en place dans leurs entités un dispositif de contrôle de l'intégrité des partenaires avec lesquels le Groupe envisage de nouer ou de poursuivre une relation d'affaires. L'objectif est de s'assurer notamment de l'absence de risques d'exposition aux sanctions internationales ainsi que de l'insertion, dans chaque contrat, d'une clause donnant droit à EDF ou à sa filiale de rompre immédiatement la relation d'affaires en cas de non-respect d'un programme de sanctions internationales. En 2021, ce dispositif a été revu en cohérence avec la cartographie des risques de corruption du Groupe.

Des contrôles comptables

Des procédures de contrôle, contenant des exigences spécifiques à la détection et à la prévention de la corruption, ont été définies pour les différents processus du Groupe. Les anomalies susceptibles de donner lieu à caractérisation d'une fraude sont transmises au Responsable Éthique et Conformité de l'entité, après analyse technique le cas échéant.

Un dispositif d'évaluation interne

Un dispositif permet aux entités d'évaluer le niveau de déploiement, de maîtrise de chaque exigence clé et d'identifier les actions d'amélioration à engager.

Un dispositif de prévention des conflits d'intérêts

Les entités ont mis en place un dispositif visant à prévenir les conflits d'intérêts comprenant une sensibilisation des collaborateurs sur les situations à risques, un système de déclaration de leurs liens avec des organismes dans lesquels ils ont un intérêt personnel, et une obligation pour le manager de remédier à la situation de conflit d'intérêts dans le respect des libertés individuelles. Un guide support, intégrant notamment des cas pratiques pour aider les managers à identifier et à traiter les situations de conflit d'intérêts, a été mis en place début 2021, et est également utilisé par les REC et les managers pour sensibiliser les salariés lors de réunions dédiées.

Lutte contre la fraude

Conformément à la note d'instruction « Lutte contre la fraude », revue en octobre 2022 pour la simplifier et la rendre plus opérationnelle, les cadres dirigeants doivent élaborer dans leur entité des dispositifs pour sensibiliser leurs collaborateurs, mettre en place des contrôles afin de détecter des fraudes potentielles, investiguer les incidents, signaler les cas avérés et sanctionner les responsables.

Des dispositifs de formation

La DECG développe des actions de prévention et de formation pour l'ensemble du personnel d'EDF et de ses filiales (salariés permanents et non permanents – CDD, intérimaires, prestataires, stagiaires, doctorants…) et notamment :

- la mise à disposition de nombreux supports de sensibilisation sur sa communauté dédiée, au sein de l'intranet Groupe ;
- la mise en place de modules de formation en *e-learning*, en particulier une formation interactive au code de conduite, sous la forme de deux *e-learnings* (« Tous salariés » et « Salariés exposés »), en français et en anglais, permettant d'approfondir et de tester ses connaissances (8 270 participants en 2024) ;
- des formations spécifiques en présentiel : formations génériques auprès des nouveaux entrants du réseau éthique et conformité, des administrateurs de filiales ou des *contract managers*, ainsi que deux formations, en français et en anglais, réalisées par des avocats à destination des salariés du Groupe chargés de l'évaluation des tiers et du traitement des alertes.

En complément, la Direction juridique Groupe et la DECG proposent un *e-learning* « prévenir la corruption et le trafic d'influence », accessible à l'ensemble des salariés sur la plateforme e-campus, permettant d'appréhender les bons comportements à adopter dans des situations relatives aux relations d'affaires, aux conflits d'intérêts et aux cadeaux. Le suivi d'un *e-learning* anticorruption est obligatoire pour tout salarié entrant dans une fonction exposée au risque de corruption (*e-learning* intégré aux parcours de formation manager, manager de projets, acheteur, *contract manager*, etc.).

En 2024, 71,6 % des salariés exposés au risque de corruption dans les principales filiales du Groupe ont été formés. Du fait de la réorganisation du Groupe en 2024, le comptage des salariés côté EDF n'a pas été possible pour certaines directions. L'ensemble du périmètre Groupe sera donc pris en compte en 2025.

À partir des résultats sur l'ensemble du périmètre Groupe, une cible pour cet indicateur sera fixée.

3.4.4.2 Cas de corruption recensés

Les indicateurs relatifs aux faits de corruption sont les suivants :

- nombre de condamnations pour des faits de corruption passive ou active imputables à des personnes physiques ou à des personnes morales ;
- montant des amendes pour infraction à la législation anticorruption ;
- mesure(s) prise(s) pour remédier au non-respect des procédures et normes anti-corruption et les actes de corruption. Cet indicateur intègre les mesures mises en place pour remédier et prévenir la réitération de tels faits (actions de sensibilisation, modification des procédures de prévention, renforcement des contrôles, etc.).

En 2024, il n'y a pas eu de condamnations pour des infractions de corruption concernant des personnes morales ou physiques. Par conséquent, les informations relatives aux mesures de remédiation et à l'implication des acteurs intervenant dans la chaîne de valeur sont sans objet.

3.4.5 Sûreté et gestion de crise

3.4.5.1 Politique de gestion de crise et continuité d'activité

En cas d'évènement exceptionnel, les mesures prises pour gérer les crises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe. Pour faire face à ce risque, EDF a établi une politique Gestion de crise et Continuité d'activité définissant les principes d'organisation, ainsi que le dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique est décrite dans la section 2.1.3 « Les principaux programmes de maîtrise des activités ».

3.4.5.2 Le programme Sécurité du patrimoine et des systèmes d'information

Le risque cybersécurité fait partie des risques majeurs du groupe EDF. Depuis plusieurs années, le groupe EDF s'est doté d'un programme Sécurité des informations et des systèmes d'information couvert par les politiques Sécurité du patrimoine face à la malveillance, Sécurité des systèmes d'information et Gouvernance des SI et de la transformation numérique. Ce programme est décrit dans la section 2.1.3 « Les principaux programmes de maîtrise des activités ».

Les principales actions de maîtrise du risque cybersécurité mises en œuvre en 2024 sont décrites dans section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle » – 1C « Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber ».

3.4.5.3 Sûreté

Le Groupe développe les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique.

3.4.5.3.1 Sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique à EDF est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception, de la maintenance et de l'exploitation des aménagements hydroélectriques pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages.

La sécurité des personnes – public, prestataires et personnel – est la priorité absolue d'EDF. La sûreté hydraulique est une condition impérative d'exercice du métier de producteur d'hydroélectricité.

Pour les développements relatifs à la sûreté hydraulique, voir la section 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique ».

3.4.5.3.2 Sûreté nucléaire

L'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en France et l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) au Royaume-Uni veillent au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives. Priorité absolue pour EDF, la sûreté des centrales nucléaires est une préoccupation de tous les instants, de la conception à la déconstruction des installations, en passant par l'exploitation. La politique « Sûreté nucléaire du groupe EDF » a été redéfinie en 2021 (voir la section 1.4.1.1.2.2 « Sûreté nucléaire, environnement, radioprotection »). La politique traite notamment des enjeux d'incidents d'exploitation et de cybersécurité.

Compte tenu de l'importance de l'enjeu de la sûreté nucléaire, une information et une communication claires et transparentes sur les évènements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (ASNR et ONR), les collectivités locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

Le Conseil de sûreté nucléaire, présidé par le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine périodiquement le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de sûreté nucléaire. Il est ensuite rendu public.

Pour des développements en matière de sûreté nucléaire, voir notamment les sections 1.4.1.1.2.2 « Sûreté nucléaire, environnement, radioprotection », 1.4.5.1.2 « Les activités d'EDF Energy » et 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

Conceptions des installations

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte, dès la conception des ouvrages, et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations des personnels du groupe EDF et de ses prestataires. La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO [1] et audits OSART [2]) conduits par les experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

Exercices

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les impacts sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne pour chaque site nucléaire élaboré par EDF ;
- du plan particulier d'intervention élaboré par les préfets, en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité, ces plans prennent notamment en compte des risques d'origine externe (inondation…) ou interne (incendie…). La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale sous la direction de l'ASNR. Ils impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures. Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a enrichi son organisation de gestion de situation de crise. Il a mis en place un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif appelé « Force d'action rapide nucléaire » (FARN) a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Il peut être déployé sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. La FARN permet des interventions en parallèle sur six tranches d'un même site.

Formations

Par ailleurs, la politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires. Après une formation initiale de plusieurs mois, allant jusqu'à 24 mois pour les postes clefs (ingénieur sûreté, opérateur…), chaque salarié doit suivre des recyclages obligatoires. Leur fréquence est annuelle, bisannuelle ou trisannuelle, en fonction des métiers et des domaines.

Indicateur INES

	2022	2023	2024
Événements significatifs de niveau 2 sur l'échelle INES *(en nombre)*	0	1*	0

** Événement initialement de niveau 1, au périmètre d'EDF Energy, requalifié de niveau 2 en 2024.*

Précision sur les indicateurs

L'indicateur INES concerne le nombre d'évènements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 2 sur l'échelle INES (International Nuclear Event Scale). L'indicateur est au périmètre Groupe.

3.4.6 Influence politique et activités de lobbying

3.4.6.1 Le groupe EDF s'engage pour un lobbying transparent et responsable

Les activités de lobbying sont encadrées par la charte du lobbying responsable Groupe [3] et respectent la Charte éthique Groupe [4]. Au sein du groupe EDF, les activités de lobbying sont placées sous la responsabilité de la direction de chacune des entités du Groupe.

EDF s'engage à mener toutes ses actions de lobbying direct et indirect en ligne avec l'Accord de Paris et son objectif de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C au-dessus du niveau préindustriel, en lien avec les parties prenantes institutionnelles, les associations professionnelles, les organisations non gouvernementales et le milieu académique. EDF s'engage également à mener toutes ses actions de lobbying en ligne avec sa raison d'être et ses principes de transition juste [5]. Toutes les positions clés d'EDF sur les sujets climatiques font l'objet, d'une validation par le Comité de pilotage des relations avec les pouvoirs publics, à l'exception de celles qui concernent les gestionnaires d'infrastructures régulées au sens du Code de l'énergie. Ce comité, présidé par le directeur des affaires publiques et internationales, se réunit chaque semaine et rassemble notamment la Direction de la Stratégie du Groupe, la Direction des Affaires Publiques, la Direction des Affaires Européennes, la Direction de la Régulation et la Direction Juridique.

L'évaluation de l'engagement du Groupe passe par un processus d'examen dont la méthode et les résultats sont publiés [6]. Il consiste notamment en des revues et des évaluations annuelles des principales associations professionnelles partenaires d'EDF. Cette évaluation mesure leur alignement avec la raison d'être d'EDF, l'Accord de Paris et son objectif de limiter le réchauffement climatique à un niveau de 1,5 °C par rapport au niveau préindustriel et avec les principes de Transition juste.

(1) *World Association of Nuclear Operators.*
(2) *Operational Safety Analysis Review Team.*
(3) edfgroup_responsible-advocacy-charter_20240605_va.pdf, charte signée par la directrice Impact Groupe et le Directeur des Affaires gouvernementales et internationales du Groupe.
(4) www.edf.fr/sites/groupe/files/contrib/groupe-edf/engagements/Ethique%20Conformite/charte-ethique/20190416-edf_charte_ethique_fr_page_hd.pdf charte signée par le Président-Directeur Général du Groupe.
(5) www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-10/edfgroup_rse_transition-juste-et-inclusive_principes_2022_vf.pdf
(6) edfgroup_climate-policy-engagement-review2023_20240605_va.pdf

Si ce processus d'examen révèle des désalignements matériels, la position d'EDF est d'encourager les associations à adopter une approche plus proactive en matière de plaidoyer pour le climat. Si EDF identifie une faible probabilité d'évolution, le processus d'examen peut conduire à réévaluer l'adhésion du Groupe à certaines organisations et envisager d'en rejoindre de nouvelles.

EDF est un représentant d'intérêts au sens de la loi Sapin 2 [1] et, à ce titre, est inscrite au répertoire des représentants d'intérêts de la Haute Autorité pour la transparence de la vie publique (HATVP). Les gestionnaires de réseau RTE et Enedis, ainsi que Dalkia, sont également inscrits, chacun déclarant les actions de représentation d'intérêts réalisées au cours de l'année. La liste des personnes en charge d'une activité de représentation d'intérêts identifiées au répertoire fait l'objet d'une mise à jour régulière. EDF transmet également à la HATVP [2] une déclaration annuelle portant sur les actions de représentation d'intérêts effectuées à savoir les actions visant à influer sur une décision publique réalisées auprès des responsables publics nationaux identifiés par le législateur.

Au niveau européen, EDF est inscrit au registre de transparence (n° 39966101835-69) du Parlement européen et de la Commission européenne, met régulièrement à jour ses données, et applique le code de conduite qui lui est annexé. EDF expose ses positions de manière publique via ce registre de transparence [3] et via les associations dont elle est membre [4]. Ses principaux messages en la matière sont en outre disponibles via les médias sociaux (LinkedIn, Twitter).

3.4.6.2 Le groupe EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation

EDF, en tant que premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2 [5], fait partie des acteurs non étatiques de premier plan dans les discussions internationales sur le changement climatique. En lien avec son implantation géographique, le Groupe est actif au niveau mondial, en particulier en Europe et en France. Le Groupe s'engage en particulier à promouvoir l'accélération de l'électrification des usages et les organisations de marché favorisant un mix de production d'électricité décarbonée.

Concernant les conflits d'intérêts, voir la section 4.4.1 « Conflits d'intérêts », et les mandats et fonctions des membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif, voir les sections 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration » et 4.3 « Direction Générale ».

3.4.6.2.1 Au niveau français

EDF œuvre à l'accélération de la transition énergétique française et à sortir de la dépendance aux énergies fossiles. EDF est notamment membre de l'Union française de l'électricité (UFE) qui promeut un ensemble de réformes pour préparer l'avenir du système énergétique vers le « Zéro émission nette » [6].

EDF soutient l'initiative « 1 Pacte Climat [7] » lancée en 2023 par le MEDEF et ses partenaires AFEP, Collège des Directeurs du développement durable (C3D), Entreprises et Progrès, Entreprises pour l'Environnement (EpE) et le Pacte mondial de l'ONU - Réseau France. Cette initiative vise à valoriser et promouvoir les innovations, solutions, technologies, produits et services bas carbone des entreprises implantées en France pour réussir la transition vers une économie bas carbone.

EDF est partie prenante de l'élaboration de la Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC) lancée en 2022, qui devrait aboutir en 2025. Il s'agit de la feuille de route de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de la société aux impacts du changement climatique. EDF a notamment répondu aux consultations publiques en 2023 et 2024 et déposé plusieurs cahiers d'acteurs : cahier d'acteur EDF relatif à la SFEC [8], cahier d'acteur EDF relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie et à la Stratégie nationale bas carbone [9], cahier d'acteur EDF relatif au Plan national d'adaptation au changement climatique [10].

Dans le cadre de l'initiative « Sport Sponsors Climate Pledge [11] » EDF s'est engagée en mai 2023 à conditionner, à partir de 2025, toute décision de sponsoriser un évènement sportif à la mise en place par l'évènement d'objectifs de réduction carbone alignés avec l'Accord de Paris. EDF a été partenaire premium des Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024. En fournissant une électricité décarbonée et 100 % renouvelable pour les Jeux, EDF a contribué à l'objectif de diviser par deux les émissions carbone liées à l'organisation de l'évènement par rapport à la moyenne des éditions précédentes.

3.4.6.2.2 Au niveau européen

Le groupe EDF intervient soit en son nom propre (avec un bureau permanent situé à Bruxelles), soit via l'association Eurelectric représentant les électriciens européens. La Direction des Affaires Européennes (DAE) d'EDF, rattachée au Secrétariat Général, anime les engagements des entités d'EDF auprès des associations professionnelles et des groupes de réflexion.

EDF soutient activement la mise en place d'un marché européen des gaz à effet de serre robuste et une stratégie énergétique et climatique ambitieuse à long terme, portée par la Commission de régulation de l'énergie européenne.

En 2023, EDF a largement contribué aux discussions sur les textes du paquet Fit for 55 et aux débats sur les priorités qui devraient animer la nouvelle Commission européenne. Le Groupe a défendu une approche permettant de préserver l'ambition climatique en faveur de la neutralité carbone en 2050, tout en garantissant à l'ensemble de l'économie de gagner en compétitivité et en résilience, à travers 4 piliers :

- encourager une électrification des usages, y compris à travers une taxation non discriminatoire de l'énergie ;
- assurer qu'un éventail complet de technologies à faible émission de carbone contribue à une décarbonation économiquement optimale, en soutenant un mix fondé sur des actifs pilotables des énergies renouvelables, des réseaux intelligents et des gaz décarbonés – notamment l'hydrogène électrolytique – pour les secteurs difficiles à électrifier ;
- démontrer la résilience et la flexibilité de l'électricité comme un atout majeur pour le système énergétique européen, en favorisant une intégration intelligente ;
- mettre en avant les avantages de la numérisation.

EDF est engagée dans la mise en œuvre des dispositions résultant du paquet Fit for 55.

(1) Pour la définition de représentant d'intérêt voir www.hatvp.fr/la-haute-autorite/lencadrement-du-lobbying/definition-stricte/
(2) Hors RTE, gestionnaire du réseau de transport et Enedis, gérée dans le respect d'indépendance de gestions, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(3) Hors RTE, gestionnaire du réseau de transport et Enedis, gérée dans le respect d'indépendance de gestions, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(4) EDF et les sociétés qu'elle contrôle. Ce contrôle est en particulier établi par la détention, directe ou indirecte, par EDF, de la majorité du capital ou des droits de vote au sein des organes de gouvernance des sociétés concernées. Hors RTE et Enedis, filiales gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(5) Voir la section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe ».
(6) ufe-electricite.fr/transition-energetique-au-service-des-francais/
(7) 1pacteclimat.fr/
(8) archivephase1.concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr/cahier-dacteur-ndeg66-edf
(9) concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr/voir-les-cahiers-dacteurs-deposes
(10) consultation-pnacc.ecologie.gouv.fr/voir-les-cahiers-dacteurs-deposes
(11) Le sport soutient l'engagement en faveur du climat – ChangeNOW.

En 2024, les actions principales du Groupe se sont concentrées sur la promotion du développement de toutes les sources de production d'électricité à faible intensité carbone, l'accélération de l'électrification de l'économie, notamment par la défense d'un plan d'action, de cibles et d'indicateurs d'électrification, la promotion de l'hydrogène bas carbone, ainsi que la défense d'une approche globale et optimisée du système énergétique au service de la compétitivité industrielle. Ces enjeux ont particulièrement été développés dans le scénario « *Net Zero* 2050 » qu'EDF a porté auprès des décideurs publics européens, et dont l'axe principal repose sur le besoin d'augmenter sensiblement la part de la consommation électrique bas carbone dans la demande en énergie finale.

3.4.6.2.2.1 Au niveau international

Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [1] qui promeut la sortie du charbon dans le cadre de l'Accord de Paris, dès 2030 dans les pays européens, et avant 2050 pour le reste du monde. Cette coalition est à l«origine de la Coal Transition Commission, co-présidée par la France, et de l'appel de 25 pays à exclure toute nouvelle installation charbon de leur contribution déterminée au niveau national, contributions devant être mis à jour d'ici la COP30 en novembre 2025 dans le cadre de l'Accord de Paris [2].

EDF soutient le développement de toutes les énergies bas carbone dans le monde. EDF soutient notamment la *Global Renewable Alliance* appelant à tripler les capacités d'énergie renouvelable et à doubler le taux annuel d'amélioration de l'efficacité énergétique au niveau mondial d'ici à 2030 [3]. EDF est membre fondateur de *The Utilities for Net Zero Alliance* (UNEZA) créée à la COP28 à Dubaï et dont le secrétariat est assuré par l'*International Renewable Energy Agency* (IRENA).

EDF s'est également engagée à œuvrer pour tripler la capacité nucléaire mondiale d'ici 2050 en signant en septembre 2023 le « *Net Zero Nuclear Industry Pledge* », initiative relayée par plus de 20 pays dans une déclaration formelle lors de la COP28 [4] en présence du Président-Directeur Général d'EDF.

L'engagement du groupe EDF en faveur du climat est reconnu au niveau international. à la Climate Week New York 2024, l'organisation InfluenceMap a classé le groupe EDF parmi les 41 entreprises mondiales leaders de l'action climatique [5].

3.4.6.3 L'encadrement du financement des partis politiques

Le groupe EDF respecte les lois et réglementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. Conformément à la législation en vigueur en France, EDF n'effectue aucun financement aux partis politiques.

Les filiales du Groupe en Italie et au Royaume-Uni ont directement inscrit dans leur code de conduite l'interdiction de financer les partis politiques. À noter que de tels financements sont interdits par la loi en Belgique.

Dans les pays où cela est autorisé (par exemple aux États-Unis), les sociétés du groupe EDF peuvent déterminer s'il est approprié de fournir un soutien financier. Dans l'affirmative, celui-ci doit respecter le principe de neutralité. Les sociétés du Groupe concernées doivent signaler tout financement à leur maison mère chaque année.

En 2024, seul EDF Renouvelables a effectué des versements aux États-Unis, d'un montant de 87 150 dollars US sous forme de *Political Action Committee contributions* et de 270 500 dollars US sous forme de *corporate contributions*.

(1) poweringpastcoal.org/members
(2) poweringpastcoal.org/news/countries-join-call-to-action-for-no-new-coal-in-national-climate-plans/
(3) globalrenewablesalliance.org/supporters/
(4) www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/6666/CP_EDF-COP28-V4-clean.pdf
(5) influencemap.org/briefing/Global-Leaders-in-Climate-Policy-Engagement-2024-29339

3.5 Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 de la société Electricité de France S.A., relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024

A l'assemblée générale de la société Electricité de France,

Le présent rapport est émis en notre qualité de commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. (« EDF » ou « le Groupe »). Il porte sur les informations en matière de durabilité et les informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024 et incluses dans le rapport sur la gestion du Groupe et présentées dans les sections 3.1 à 3.4.6 du chapitre 3 intitulé « Etat de durabilité et Plan de vigilance » (ci-après « l'Etat de Durabilité »).

En application de l'article L. 233-28-4 du code de commerce, EDF est tenue d'inclure les informations précitées au sein d'une section distincte du rapport sur la gestion du Groupe. Ces informations ont été établies dans un contexte de première application des articles précités caractérisé par des incertitudes sur l'interprétation des textes, le recours à des estimations significatives, l'absence de pratiques et de cadre établis notamment pour l'analyse de double matérialité ainsi que par un dispositif de contrôle interne évolutif. Elles permettent de comprendre les impacts de l'activité du Groupe sur les enjeux de durabilité, ainsi que la manière dont ces enjeux influent sur l'évolution des affaires du Groupe, de ses résultats et de sa situation. Les enjeux de durabilité comprennent les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernement d'entreprise.

En application du II de l'article L. 821-54 du code précité notre mission consiste à mettre en œuvre les travaux nécessaires à l'émission d'un avis, exprimant une assurance limitée, portant sur :

- la conformité aux normes d'information en matière de durabilité adoptées en vertu de l'article 29 ter de la directive (UE) 2013/34 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2022 (ci-après ESRS pour *« European Sustainability Reporting Standards »*) du processus mis en œuvre par EDF pour déterminer les informations publiées, et le respect de l'obligation de consultation du comité social et économique prévue par l'article L. 2312-17 du code du travail ;
- la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans l'Etat de Durabilité avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du code de commerce, y compris avec les ESRS ; et
- le respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

L'exercice de cette mission est réalisé en conformité avec les règles déontologiques, y compris d'indépendance, et les règles de qualité prescrites par le code de commerce.

Il est également régi par les lignes directrices de la Haute Autorité de l'Audit *« Mission de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 »*.

Dans les trois parties distinctes du rapport qui suivent, nous présentons, pour chacun des axes de notre mission, la nature des vérifications que nous avons opérées, les conclusions que nous en avons tirées, et, à l'appui de ces conclusions, les éléments qui ont fait l'objet, de notre part, d'une attention particulière et les diligences que nous avons mises en œuvre au titre de ces éléments. Nous attirons votre attention sur le fait que nous n'exprimons pas de conclusion sur ces éléments pris isolément et qu'il convient de considérer que les diligences explicitées s'inscrivent dans le contexte global de la formation des conclusions émises sur chacun des trois axes de notre mission.

Enfin, lorsqu'il nous semble nécessaire d'attirer votre attention sur une ou plusieurs informations en matière de durabilité fournies par EDF dans son Etat de Durabilité, nous formulons un paragraphe d'observations.

Limites de notre mission

Notre mission ayant pour objectif d'exprimer une assurance limitée, la nature (choix des techniques de contrôle) des travaux, leur étendue (amplitude), et leur durée, sont moindres que ceux nécessaires à l'obtention d'une assurance raisonnable.

En outre, cette mission ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de EDF, notamment à porter une appréciation, qui dépasserait la conformité aux prescriptions d'information des ESRS sur la pertinence des choix opérés par EDF en termes de plans d'action, de cibles, de politiques, d'analyses de scénarios et de plan de transition.

Elle permet cependant d'exprimer des conclusions concernant le processus de détermination des informations en matière de durabilité publiées, les informations elles-mêmes, et les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, quant à l'absence d'identification ou, au contraire, l'identification, d'erreurs, omissions ou incohérences d'une importance telle qu'elles seraient susceptibles d'influencer les décisions que pourraient prendre les lecteurs des informations objet de nos vérifications.

Notre mission ne porte pas sur les éventuelles données comparatives.

Conformité aux ESRS du processus mis en œuvre par EDF pour déterminer les informations publiées, et respect de l'obligation de consultation du comité social et économique prévue par l'article L. 2312-17 du code du travail

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que :

- le processus défini et mis en œuvre par EDF lui a permis, conformément aux ESRS, d'identifier et d'évaluer ses impacts, risques et opportunités liés aux enjeux de durabilité, et d'identifier ceux de ces impacts, risques et opportunités matériels qui ont conduit à la publication des informations en matière de durabilité dans l'Etat de Durabilité, et
- les informations fournies sur ce processus dans la section « *3.1.4 Processus d'évaluation de double matérialité* » de l'Etat de Durabilité sont également conformes aux ESRS.

En outre, nous avons contrôlé le respect de l'obligation de consultation du comité social et économique.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions ou incohérences importantes concernant la conformité du processus mis en œuvre par EDF avec les ESRS.

Concernant la consultation du comité social et économique prévue à l'article L.2312-17 du code du travail, nous avons été informés par le Groupe que celle-ci est prévue en date du 27 mars 2025 comme mentionné dans la section 3.1.3.2 « Intérêts et points de vue des parties prenantes » de l'Etat de Durabilité.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité aux ESRS du processus mis en œuvre par EDF pour déterminer les informations publiées.

Concernant l'identification des parties prenantes

Les informations relatives à l'identification des parties prenantes sont mentionnées dans la section « *3.1.3.2 Intérêts et points de vue des parties prenantes* » et celles relatives à leur implication dans le processus sont mentionnées dans la section « *3.1.4.1.1.3 Evaluation des IROs* » de l'Etat de Durabilité.

- nous nous sommes entretenus avec la direction et les personnes que nous avons jugé appropriées et avons inspecté la documentation disponible.
- nos diligences ont notamment consisté à apprécier, en exerçant notre esprit critique, la cohérence des principales parties prenantes identifiées par le Groupe avec la nature de ses activités et son implantation géographique, en tenant compte de ses relations d'affaires et de sa chaîne de valeur.

Concernant l'identification des impacts, risques et opportunités (« IRO »)

Les informations relatives à l'identification des impacts, risques et opportunités sont mentionnées dans la section « *3.1.3.3.2 Impacts, risques et opportunités matériels identifiés* » de l'Etat de Durabilité.

- nous avons pris connaissance du processus mis en œuvre par le Groupe concernant l'identification des impacts (négatifs ou positifs), risques et opportunités (« IRO »), réels ou potentiels, en lien avec les enjeux de durabilité mentionnés dans le paragraphe AR 16 des « Exigences d'application » de la norme ESRS 1 et le cas échéant, ceux qui sont spécifiques au Groupe, tel que présenté dans la section 3.1.3.3 "*Impacts, risques et opportunités matériels*" de l'Etat de Durabilité.
- en particulier, nous avons apprécié la démarche mise en place par le Groupe pour déterminer ses impacts et ses dépendances, qui peuvent être source de risques ou d'opportunités.
- nous avons pris connaissance de la cartographie réalisée par le Groupe des IRO identifiés, incluant notamment la description de leur répartition dans les activités propres et la chaîne de valeur, ainsi que de leur horizon temporel (court, moyen ou long terme), et apprécié la cohérence de cette cartographie avec notre connaissance du Groupe et avec les analyses de risques menées par le Groupe.
- nous avons apprécié la manière dont le Groupe a considéré la liste des sujets de durabilité énumérés par la norme ESRS 1 (AR 16) dans son analyse.

Concernant l'évaluation de la matérialité d'impact et de la matérialité financière

Les informations relatives à l'évaluation de la matérialité d'impact et de la matérialité financière sont mentionnées dans la section « *3.1.4 Processus d'évaluation de double matérialité* » de l'Etat de Durabilité.

- nous avons pris connaissance, par entretien avec la direction et inspection de la documentation disponible, du processus d'évaluation de la matérialité d'impact et de la matérialité financière mis en œuvre par le Groupe, et apprécié sa conformité au regard des critères définis par ESRS 1.
- nous avons notamment apprécié la façon dont le Groupe a établi et appliqué les critères de matérialité de l'information définis par la norme ESRS 1, y compris relatifs à la fixation de seuils, pour déterminer les informations matérielles publiées au titre des indicateurs relatifs aux IRO matériels identifiés conformément aux normes ESRS thématiques concernées.

Conformité des informations en matière de durabilité incluses dans la section Etat de Durabilité du rapport sur la gestion du Groupe avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du code de commerce, y compris avec les ESRS

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que, conformément aux prescriptions légales et règlementaires, y compris aux ESRS :

- les renseignements fournis permettent de comprendre les modalités de préparation et de gouvernance des informations en matière de durabilité incluses dans l'Etat de Durabilité, y compris les modalités de détermination des informations relatives à la chaîne de valeur et les exemptions de divulgation retenues ;
- la présentation de ces informations en garantit la lisibilité et la compréhensibilité ;
- le périmètre retenu par EDF relativement à ces informations est approprié ; et
- sur la base d'une sélection, fondée sur notre analyse des risques de non-conformité des informations fournies et des attentes de leurs utilisateurs, que ces informations ne présentent pas d'erreurs, omissions, incohérences importantes, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions, incohérences importantes concernant la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans l'État de Durabilité, avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du code de commerce, y compris avec les ESRS.

Observation

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les informations figurant dans la section « *3.1.1 Base d'établissement de l'état de durabilité* » décrivant les limites induites par les incertitudes inhérentes à la première année d'application de l'article L.233-28-4 du code de commerce, le périmètre de collecte de certains indicateurs et les précisions méthodologiques et incertitudes relatives aux estimations réalisées par le Groupe pour la détermination d'indicateurs quantitatifs.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans l'État de Durabilité du Groupe avec les exigences de l'article L.233-28-4 du code de commerce, y compris avec les ESRS.

Informations fournies en application des normes environnementales (ESRS E1 et E3)

Les informations publiées au titre du changement climatique (ESRS E1) sont mentionnées dans la section « 3.2.2 ESRS E1 – Changement climatique » de l'Etat de Durabilité.

Nos diligences ont notamment consisté à :

- sur la base des entretiens menés avec la direction ou les personnes concernées, en particulier la direction « Impact », apprécier si la description des politiques, actions et cibles mises en place par le Groupe couvre les domaines suivants : atténuation du changement climatique, énergie et adaptation au changement climatique ;
- apprécier le caractère approprié de l'information présentée dans les notes de la section environnementale des informations en matière de durabilité incluses dans l'État de Durabilité et sa cohérence d'ensemble avec notre connaissance du Groupe.

En ce qui concerne les informations publiées au titre du bilan des émissions de gaz à effet de serre :

- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par le Groupe visant à la conformité des informations publiées ;
- nous avons apprécié la cohérence du périmètre considéré pour l'évaluation du bilan d'émissions de gaz à effet de serre avec le périmètre des états financiers consolidés, les activités sous contrôle opérationnel, et la chaîne de valeur amont et aval ;
- nous avons pris connaissance du protocole d'établissement du bilan des émissions de gaz à effet de serre utilisé par le Groupe pour établir le bilan d''émissions de gaz à effet de serre et apprécié ses modalités d'application, sur une sélection de catégories d'émissions et de sites, sur le scope 1 et le scope 2 ;
- concernant les émissions relatives au scope 3, nous avons apprécié le processus de collecte d'informations ;
- nous avons apprécié le caractère approprié des facteurs d'émission utilisés et le calcul des conversions afférentes ainsi que les hypothèses de calcul et d'extrapolation, compte tenu de l'incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées ;
- pour les données physiques (telles que la consommation d'énergie), nous avons rapproché, sur la base de sondages, les données sous-jacentes servant à l'élaboration du bilan d'émissions de gaz à effet de serre avec les pièces justificatives ;
- en ce qui concerne les estimations que nous avons jugé structurantes auxquelles le Groupe a eu recours, pour l'élaboration de son bilan d'émissions de gaz à effet de serre, nous avons pris connaissance de la méthodologie de calcul des données estimées et des sources d'informations sur lesquelles reposent ces estimations et nous avons apprécié si les méthodes ont été appliquées de manière cohérente.

En ce qui concerne les vérifications au titre du plan de transition pour l'atténuation du changement climatique, nos travaux ont principalement consisté à apprécier si les informations publiées au titre du plan de transition répondent aux prescriptions d'ESRS E1, décrivent de manière appropriée les hypothèses structurantes sous-tendant ce plan, étant précisé que nous n'avons pas à nous prononcer sur le caractère approprié ou le niveau d'ambition des objectifs de ce plan de transition.

Les informations publiées au titre des ressources hydriques (ESRS E3) sont mentionnées dans la section « 3.2.4 ESRS E3 – Ressources hydriques » de l'Etat de Durabilité.

En ce qui concerne les informations publiées au titre de la consommation d'eau et des prélèvements d'eau pour les process industriels :

- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par le Groupe visant à la conformité des informations publiées ;
- nous avons apprécié la cohérence du périmètre considéré pour l'évaluation des données de consommation d'eau et de prélèvement d'eau pour les process industriels avec le périmètre des états financiers consolidés ;
- nous avons pris connaissance des protocoles d'établissement et des référentiels méthodologiques utilisés par le Groupe pour établir les indicateurs d'eau consommée et de prélèvements d'eau pour les process industriels et apprécié leur pertinence et leurs modalités d'application, sur une sélection de types de circuits d'eau et de sites ;
- pour les données physiques, nous avons rapproché, sur la base de sondages, les données sous-jacentes servant à l'élaboration des indicateurs avec des pièces justificatives ;
- en ce qui concerne les estimations que nous avons jugé structurantes auxquelles le Groupe a eu recours pour l'élaboration des données consolidées, nous avons pris connaissance de la méthodologie de calcul des données estimées et des sources d'informations sur lesquelles reposent ces estimations et nous avons apprécié si les méthodes ont été appliquées de manière cohérente.

Respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier le processus mis en œuvre par EDF pour déterminer le caractère éligible et aligné de ses activités des entités comprises dans la consolidation.

Ils ont également consisté à vérifier les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, ce qui implique la vérification :

- de la conformité aux règles de présentation de ces informations qui en garantissent la lisibilité et la compréhensibilité ;
- sur la base d'une sélection, de l'absence d'erreurs, omissions, incohérences importantes dans les informations fournies, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions, incohérences importantes concernant le respect des exigences de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

Observation

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les informations figurant dans la section « *3.2.7.3.1 Analyse des critères de non-nuisance (DNSH)* » relatif à la taxonomie, de l'État de Durabilité en lien avec le DNSH « prévention et réduction de la pollution », qui font état du processus mis en place et des analyses menées par le Groupe dans une logique d'efforts raisonnables, et notamment des démarches entreprises auprès de ses fournisseurs pour identifier des solutions de remplacement de certaines substances.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant le respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852

Concernant le caractère éligible des activités

Nous avons apprécié, par entretien et par inspection de la documentation afférente, la conformité de l'analyse du Groupe sur le caractère éligible de l'ensemble de ses activités au regard des critères définis par les annexes des actes délégués complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du conseil.

Concernant le caractère aligné des activités éligibles

Nous avons apprécié, par entretien et par inspection de la documentation afférente, la conformité de l'analyse du Groupe sur le caractère aligné des activités éligibles au regard des critères définis par les annexes des actes délégués complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du conseil.

Dans le cadre de nos vérifications, nous avons notamment :

- apprécié les choix opérés par le Groupe quant à la prise en compte des communications de la Commission européenne sur l'interprétation et la mise en œuvre de certaines dispositions du Référentiel Taxonomie ;
- consulté, par sondage, les sources documentaires utilisées, y compris externes le cas échéant, et mené des entretiens avec les personnes concernées ;
- analysé, par sondage, les éléments sur lesquels la direction a fondé son jugement lorsqu'elle a apprécié si les activités économiques éligibles répondaient aux conditions cumulatives, issues du Référentiel Taxonomie, nécessaires pour être qualifiées d'alignées, notamment le principe consistant à « ne pas causer de préjudice important » (*DNSH*) à aucun des autres objectifs environnementaux ;
- apprécié l'analyse réalisée au titre du respect des garanties minimales, principalement au regard des éléments collectés dans le cadre de la prise de connaissance du Groupe et de son environnement.

Concernant les indicateurs clés de performance et les informations qui les accompagnent

Les indicateurs clés de performance et les informations qui les accompagnent figurent dans la section « *3.2.7 Taxonomie verte* » de l'Etat de Durabilité.

- S'agissant des totaux de chiffre d'affaires, CapEx et OpEx (les dénominateurs), présentés dans les tableaux réglementaires, nous avons vérifié les rapprochements réalisés par le Groupe avec les données issues de la comptabilité ayant servi de base à l'établissement des états financiers.
- S'agissant des autres montants composant les différents indicateurs d'activités éligibles et/ou alignées (les numérateurs), nous avons apprécié ces montants sur la base d'une sélection d'activités, d'opérations ou projets représentatifs que nous avons déterminée en fonction de l'activité à laquelle ils/elles sont rattachés et de leur contribution aux indicateurs.
- Enfin, nous avons apprécié la cohérence des informations figurant dans la section « *3.2.7 Taxonomie verte* » de l'Etat de Durabilité avec les autres informations en matière de durabilité de ce rapport.

Fait à Paris la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 20 février 2025

Les commissaires aux comptes

KPMG SA		**PricewaterhouseCoopers Audit**	
Jacques-François LETHU	Quentin HENAUX	Amélie GRAFFAN-JEANPIERRE	Cédric HAASER

3.6 Plan de vigilance

3.6.1 Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance

EDF s'est engagée de longue date à exercer ses activités de manière responsable autour des valeurs de respect, solidarité et responsabilité, en promouvant des solutions durables pour les personnes et l'environnement.

« Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants » est aujourd'hui la raison d'être adoptée par EDF et intégrée à ses statuts lors de l'Assemblée générale des actionnaires du 7 mai 2020. Pour contribuer au projet d'entreprise Ambitions 2035, EDF se fixe 3 objectifs et 12 engagements RSE [1] (voir la section 3.1 « Informations générales »).

Le contexte légal

La loi française n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre a introduit, à l'article L. 225-102-4 du Code de commerce, l'obligation d'établir et de mettre en œuvre un plan de vigilance.

Ce plan doit comporter « les mesures de vigilance raisonnable propres à identifier les risques et à prévenir les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi que l'environnement » pouvant résulter des activités de la Société et des filiales qu'elle contrôle, et de celles des fournisseurs ou sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque ces activités sont rattachées à cette relation.

Il doit également comprendre la description de cinq mesures :

1. une cartographie des risques afin de les identifier, les analyser et les hiérarchiser ;
2. des procédures d'évaluation régulière de la situation des filiales contrôlées, des sous-traitants ou des fournisseurs au regard de la cartographie ;
3. des actions adaptées d'atténuation des risques ou de prévention des atteintes graves ;
4. un mécanisme d'alerte et de recueil des signalements relatifs à l'existence ou à la réalisation des risques ;
5. un dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité.

Le Groupe décline ainsi la description de ces cinq mesures dans son plan de vigilance comme suit :

- 3.6.1 Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance
- 3.6.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes
- 3.6.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi sur le devoir de vigilance
- 3.6.4 Méthodologie de cartographie des risques du Groupe
- 3.6.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2024
- 3.6.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation (les éléments de compte-rendu annuel sont intégrés aux mesures de prévention et d'atténuation afférentes)
  - 3.6.6.2 Droits humains et libertés fondamentales
  - 3.6.6.3 Environnement
  - 3.6.6.4 Santé-Sécurité
  - 3.6.6.5 Fournisseurs et sous-traitants
- 3.6.7 Système d'alerte du Groupe
- 3.6.8 Dispositifs de suivi

Le référentiel du Groupe relatif aux engagements et exigences du Groupe en matière d'environnement, de droits humains et de santé-sécurité

EDF inscrit son plan de vigilance dans le respect des « principes directeurs de l'ONU relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme » (UNGP), des principes directeurs de l'OCDE, des conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT) et de la charte internationale des droits de l'homme de l'ONU.

Dans ce cadre, le Groupe a publié sur son site internet son référentiel devoir de vigilance intitulé « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF » [2]. Ce référentiel rassemble les engagements et exigences du groupe EDF (EDF et les sociétés qu'elle contrôle, voir la section 3.6.3 « Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi sur le devoir de vigilance ») et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes, d'éthique des affaires.

Ce référentiel se réfère et renvoie à l'ensemble des documents publics ou des politiques internes au Groupe parmi lesquels :

- les procédures Groupe, prescriptives et s'appliquant à toutes les filiales contrôlées : maîtrise des risques et contrôle interne, gouvernance des filiales et participations, management de projets, éthique et conformité, RSE, santé-sécurité, achats ;
- les documents internes rendus publics : charte éthique, code de conduite éthique et conformité, charte développement durable entre EDF et ses fournisseurs, accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe ;
- les référentiels externes : *Global Compact* des Nations Unies, Principes directeurs de l'ONU sur les entreprises et les droits de l'homme, Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales, Guide des droits humains à destination des PDG du WBCSD, Conventions de l'OIT garantissant les principes et droits fondamentaux du travail et luttant contre les discriminations, Déclaration sur les droits de l'enfant, Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, *Global Reporting Initiative* (GRI), Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RFAR).

(1) Responsabilité sociétale d'entreprise.
(2) Publié en français et en anglais sur le site edf.fr (www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf).

Le plan de vigilance d'EDF rend compte des différentes démarches engagées pour chacun des enjeux et engagements RSE du Groupe sur l'ensemble du chapitre 3 du présent document de la façon suivante :

Risques saillants relatifs au devoir de vigilance			Enjeux et engagements du groupe EDF	
Domaine	**Type de risque**	**Risque**	**Descriptions des atténuations et actions 2024 dans les différentes sections de l'État de durabilité**	
Droits humains et libertés fondamentales des personnes	Transverse	Risques liés au harcèlement et à la discrimination.	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	**ESRS 2** Informations générales
	Activités et projets	Risque d'atteinte aux droits des communautés et des peuples autochtones : • risques liés notamment aux enjeux fonciers et de déplacements de populations ou encore à des conséquences de consultations inadéquates. • risques liés à l'emploi de forces de sécurité.	**ESRS S3** Communautés affectées	
	Activités et projets	Risque d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail et d'hébergement décentes.	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	
	Activités et projets	Risque de travail forcé chez des sous-traitants.	**ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	
Environnement	Transverse	L'impact sur le climat : le changement climatique et les émissions de gaz à effet de serre.	**ESRS E1** Émissions de gaz à effet de serre	
	Transverse	L'impact sur la qualité de l'air et de l'eau.	**ESRS E2** Rejets avec effets sur la qualité de l'air, de l'eau et des sols	
	Transverse	Les impacts sur les ressources.	**ESRS E3** Ressources hydriques et marines **ESRS E4** Biodiversité et écosystèmes **ESRS E5** Utilisation de ressources et économie circulaire	
	Transverse	Les impacts sur la biodiversité.	**ESRS E4** Biodiversité et écosystèmes	
Santé-sécurité des personnes	Salariés et sous-traitants	Les accidents du travail, les maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit).	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	
	Salariés et sous-traitants	Les troubles musculo-squelettiques, les troubles anxio-dépressifs, dont le stress.	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	
	Riverains	La sûreté des installations nucléaires et hydrauliques.	**ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E2** Pollution **ESRS E3** Ressources hydriques et marines	
	Riverains	La qualité de l'air.	**ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E2** Pollution	

Risques saillants relatifs au devoir de vigilance			Enjeux et engagements du groupe EDF	
Domaine	**Type de risque**	**Risque**	**Descriptions des atténuations et actions 2024 dans les différentes sections de l'État de durabilité**	
Fournisseurs et sous-traitants	Catégorie d'achat	Électricité Contrôle Commande.	**ESRS G1** Informations en matière de gouvernance **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur **ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E1** Changement climatique **ESRS E2** Pollution **ESRS E3** Ressources hydriques et marines **ESRS E4** Biodiversité et écosystèmes **ESRS E5** Utilisation de ressources et économie circulaire	**ESRS 2** Informations générales
	Catégorie d'achat	Génie civil, déconstruction et dépollution.		
	Catégorie d'achat	Systèmes de levage pour charges lourdes		
	Catégorie d'achat	Contrôles/essais non destructifs et maintenance en milieu industriel.		
	Catégorie d'achat	Biens et services industriels.		
	Catégorie d'achat	Matériels informatiques et télécom.		
	Catégorie d'achat	Solutions informatiques, édition, hébergement et support.		
	Catégorie d'achat	Travaux de bâtiments neufs et existants		
	Catégorie d'achat	Chaîne de fabrication des panneaux solaires et des batteries.		

3.6.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes

EDF a renforcé son pilotage du plan de vigilance avec la nomination, en décembre 2020, d'un responsable conformité Groupe devoir de vigilance par deux membres du Comité exécutif [1]. Il est chargé de l'élaboration, du déploiement et de la coordination du plan de vigilance et de son application dans le Groupe en partenariat avec la Direction Impact.

Le plan de vigilance et les actions qui en découlent sont validés en Comité stratégique RSE présidé par le Président du Groupe, et soumis au Comité responsabilité d'entreprise, Comité du Conseil d'administration dédié aux sujets de responsabilité sociale et environnementale.

L'élaboration et le pilotage du plan de vigilance reposent sur une collaboration entre la Direction Juridique et la Direction Impact au sein d'un Comité de pilotage et d'un Comité stratégique regroupant également la Direction des Ressources Humaines, la Direction des Achats, la Direction des Risques, la Direction Internationale, la Direction Éthique et Conformité, la Direction *Export Control* et Sanctions Internationales et des représentants de filiales aux activités exposées. Le Comité stratégique définit de manière collégiale les orientations et les objectifs du plan de vigilance, sur proposition du Comité de pilotage, il s'assure de l'atteinte de ces objectifs et peut les redéfinir en fonction des avancées opérationnelles restituées par le Comité de pilotage se regroupant trimestriellement.

Le déploiement et la coordination du plan de vigilance s'appuient sur un réseau de Responsables Devoir de vigilance nommés dans chaque entité du Groupe concernée au regard de leurs missions dans les domaines de la RSE, de l'éthique et conformité, ou bien encore du contrôle interne (voir la section 3.6.5 « Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2024 »).

Association des parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Il forme le socle de la coopération qu'EDF entretient avec ses parties prenantes.

L'accord-cadre mondial sur la Responsabilité sociale et environnementale du Groupe [2] conclu entre EDF, 18 organisations syndicales représentant les salariés du Groupe et 2 fédérations syndicales mondiales (IndustriAll Global Union et PSI) stipule que son plan de vigilance est « élaboré et mis en place en association avec les parties prenantes de l'entreprise y compris les organisations représentatives des salariés » (voir la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale d'entreprise - L'accord-cadre mondial responsabilité et environnementale sociale du groupe EDF »). Depuis 2018, le Comité de dialogue sur la responsabilité sociale (CDRS) [3], composé de représentants de l'ensemble des signataires de l'accord, travaille sur de nombreux sujets en lien avec le devoir de vigilance (santé-sécurité, exercice de la responsabilité du Groupe dans le cadre de projets internationaux, etc.) et sur les actions à mettre en œuvre pour déployer et améliorer le plan de vigilance du Groupe. Ainsi, en 2024, les réunions du CDRS ont permis notamment à ses membres de s'informer sur la publication du plan de vigilance 2023 et d'échanger sur les actions de vigilance 2024 dont le salaire décent ou encore le bilan 2023 et les perspectives 2024 de la politique santé-sécurité du Groupe. Des interventions d'experts externes du domaine associatif ont également été organisées pour illustrer leurs visions des grands enjeux actuels en matière de droits humains. Les remarques et suggestions du Conseil de Parties Prenantes du Groupe (voir la section 3.1.3.2.1 « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe »), relatives au plan de vigilance, ont également été partagées et discutées. En termes de cadre législatif, les évolutions du projet de directive européenne sur le devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité (CS3D) ont également été présentées aux membres, ainsi que la mise en œuvre dans le Groupe de la directive CSRD sur le reporting en matière de durabilité.

Ces réunions du CDRS sont l'occasion d'échanges afin de répondre aux interrogations des membres sur les sujets liés au devoir de vigilance du Groupe ou encore à des points d'attention locaux dont les membres auraient connaissance.

(1) Le Secrétaire Général Groupe et le Directeur Exécutif Groupe en charge de l'innovation, la responsabilité d'entreprise et la stratégie.
(2) Accord signé le 27 janvier 2025.
(3) Depuis le 27 janvier 2025, le CMDRSE (Comité mondial de dialogue sur la responsabilité sociale et environnementale) est le comité de suivi de la mise en oeuvre et du respect des engagements de l'accord susnommé.

À l'externe, EDF a participé, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH [1]), à des rencontres avec d'autres entreprises, des juristes, des ONG et des fédérations syndicales en vue d'échanger de façon ouverte sur les attentes des parties prenantes, les pratiques des autres entreprises et d'améliorer son processus d'élaboration du plan de vigilance.

Depuis 2022, des personnalités spécialistes des droits humains et des liens avec la finance auprès des Nations Unies ou encore des emplois verts à l'Organisation internationale du travail (OIT) sont membres du Conseil de Parties Prenantes du Groupe (voir la section 3.1.3.2.1 « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe ») afin de mieux intégrer cette expertise au sein de cette instance.

En parallèle et de manière constante, le Groupe poursuit des discussions ouvertes avec les différents acteurs de la société civile (associations, personnalités) qui souhaitent entretenir ce dialogue, afin de nourrir et faire progresser son plan de vigilance.

3.6.3 *Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance*

De la construction et l'exploitation de centrales nucléaires, hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes ou thermiques, au développement et l'exploitation de réseaux électriques, à la commercialisation et l'accompagnement des clients pour réaliser des économies d'énergie, le Groupe est présent sur tous les maillons de la chaîne de valeur en France et se développe à l'international (voir la section 1.4 « Description des activités du Groupe »).

Principaux pays d'activité

Le périmètre cœur de développement du Groupe en Europe est le « G4 » qui regroupe la France, la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni. Dans ces pays, le groupe EDF est présente en tant qu'acteur de référence dans les moyens de production d'électricité, mais aussi avec un portefeuille de clients significatif dans chaque géographie. Fort de son ancrage dans les territoires, le groupe EDF y développe une gamme d'offres de fourniture et de solutions et services destinés à la décarbonation de ses clients, adaptés aux choix locaux de politique énergétique.

Dans le reste du monde, hors « G4 », le Groupe se développe principalement via des modèles d'affaires sans contrôle exclusif de l'actif avec un rôle industriel permettant de capitaliser sur l'expérience pour le Groupe. EDF va chercher des relais de croissance, en s'engageant dans des projets créateurs de valeur sur des marchés en croissance, en exportant ses savoir-faire reconnus dans des pays en quête de solutions concrètes pour réussir la transition énergétique (voir la section 1.4.5 « Activités du Groupe à l'international »). Les pays présentant un caractère de risque font l'objet d'une vigilance particulière, y compris dans les relations avec les partenaires.

Le Groupe développe des projets dans différentes zones géographiques dont le Brésil, l'arc andin (Chili-Pérou-Colombie), le Moyen-Orient (Arabie saoudite et Émirats arabes unis), l'Afrique de l'Ouest et centrale (Cameroun, Côte d'Ivoire, Togo), l'Afrique australe (Mozambique, Malawi), le Laos, l'Inde, les États-Unis, l'Australie, l'Allemagne, l'Espagne ou encore l'Ouzbékistan.

Au sein du Groupe, EDF Renouvelables développe des projets seule ou en partenariat, exploite et maintient des installations produisant de l'électricité issue des énergies renouvelables dans près de 25 pays. EDF Renouvelables intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, elle est active en amont dans le développement de projets, dans l'ingénierie lors de la construction des parcs éoliens et solaires, et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites. Au 31 décembre 2024, EDF Renouvelables détient 60,3 % d'éolien, 37,0 % de solaire et 2,7 % de stockage [2] et a engagé un rééquilibrage technologique en accélérant son développement dans le solaire. Ses principales zones d'implantations historiques sont l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l'Europe, à commencer par la France et le Royaume-Uni. EDF Renouvelables a par ailleurs engagé un rééquilibrage géographique de ses activités. Elle renforce sa présence dans d'autres pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables tels que l'Afrique du Sud, le Brésil, la Chine, l'Inde, les Émirats arabes unis, l'Arabie saoudite, le Maroc ou Oman.

Capacités nettes installées éoliennes, solaires et stockage d'EDF Renouvelables (en %) :

Amérique du Nord	37 %
Europe	29 %
Chine, Vietnam et Inde	12 %
Amérique du Sud	12 %
Arabie saoudite et Émirats arabes unis	6 %
Israël	3 %
Maroc et Égypte	1 %
Afrique du Sud	1 %

Fournisseurs et sous-traitants

Le périmètre des fournisseurs et sous-traitants d'EDF représente environ 18 000 fournisseurs de rang 1. Plus de 95 % des achats sont réalisés en France et 97,4 % sont réalisés dans l'Union européenne (99,3 % dans l'Association européenne de libre-échange [3]). Les fournisseurs de certaines filiales ou impliqués dans les projets internationaux font l'objet d'un dispositif de vigilance particulier. Compte tenu du caractère principalement industriel de ses activités, la vigilance du Groupe sur les risques d'atteintes graves aux droits ou à la santé des personnes (salariés, prestataires, riverains, communautés locales et clients) et à l'environnement s'impose préalablement à ses décisions d'investissement, tout particulièrement dans la construction, l'exploitation, la maintenance et la déconstruction des ouvrages.

Périmètre du plan de vigilance

Le périmètre du plan de vigilance couvre les activités d'EDF, celles de ses filiales contrôlées [4], ainsi que celles de ses fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque leur activité est en lien avec cette relation.

L'organisation du Groupe est présentée en section 1.2.1 « Organisation du Groupe ».

Les filiales Dalkia et Framatome, qui comptent plus de 5 000 salariés, sont intégrées dans le plan avec l'ensemble des filiales françaises et internationales.

RTE et Enedis, gestionnaires respectivement des réseaux de transport et de distribution d'électricité en France, sont des filiales régulées gouvernées par un principe d'indépendance de gestion et qui publient, à ce titre, leur propre plan de vigilance.

(1) e-dh.org
(2) Valeurs nettes.
(3) Union européenne, Suisse et Royaume-Uni notamment.
(4) Filiales intégrées dans le périmètre de consolidation par intégration globale au sens de l'article L. 233-16 II du Code de commerce (en France et à l'étranger) (voir la note 3.3 « Périmètre de consolidation au 31 décembre 2023 » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023).

3.6.4 Méthodologie de cartographie des risques du Groupe

L'identification et la priorisation des risques permettant d'élaborer le plan de vigilance reposent sur deux démarches complémentaires : la cartographie des risques du Groupe, comprenant les risques relatifs au devoir de vigilance, et une cartographie des risques supplémentaires, spécifiquement dédiée pour les entités les plus exposées du fait de leur activité et/ou de leur implantation.

Suivant la démarche Groupe indiquée dans la section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités », chaque entité du Groupe réalise une cartographie des risques, sous la responsabilité du management, à l'aide d'une typologie visant à couvrir toutes les catégories de risques, internes ou externes, opérationnels ou stratégiques pesant sur le Groupe. Le guide méthodologique des risques du groupe EDF détaille les risques liés au devoir de vigilance spécifiquement. Le Groupe demande aux entités de cartographier les risques portant atteinte aux droits humains et aux libertés fondamentales, à la santé et la sécurité au travail, à l'environnement, qui pourraient être causés du fait de ses activités ou de celles de ses fournisseurs, prestataires, ou partenaires. En 2023 et 2024, une sensibilisation de tous les responsables des risques des entités du Groupe a été consacrée à la cartographie des risques liés au devoir de vigilance. Les remontées des cartographies ont été partagées entre la Direction des Risques Groupe et la Direction Impact pour une meilleure approche de ces risques.

Cette cartographie se construit en 5 étapes successives : l'identification des risques, l'évaluation des risques, la priorisation, la mise sous contrôle par la définition du plan d'action, le pilotage du plan d'action incluant le suivi du déploiement du plan d'action et la mesure de son efficacité.

L'identification des risques

Pour garantir raisonnablement une identification des principaux risques, une approche par processus métier et par actif est combinée avec une approche par grande nature de risques. En outre, le retour d'expérience, les évènements, incidents ou presque accidents sont pris en considération comme source d'identification des risques, ainsi que le résultat des audits réalisés. L'identification des risques est la résultante d'une discussion entre les principaux acteurs : les managers, experts et parties prenantes.

L'évaluation des risques et leur hiérarchisation

Les risques identifiés font l'objet d'une hiérarchisation qualitative selon :

- leur impact, c'est-à-dire leur gravité potentielle, évalué par des critères multiples, dont l'évaluation de l'impact sur l'environnement physique ou humain ;
- leur probabilité d'occurrence, c'est-à-dire leur degré de vraisemblance évaluée sur un horizon de temps pertinent, estimée sur la base de l'historique de l'activité, du retour d'expérience, ou d'une expertise interne ou externe ;
- leur niveau de maîtrise, c'est-à-dire l'efficience des actions mises en œuvre.

La principale finalité de la cartographie générale des risques est de définir et de mettre en œuvre des plans d'actions (prévention, protection, atténuation) visant à réduire l'impact et/ou la probabilité des risques.

Gouvernance des risques du Groupe

La cartographie des risques du groupe EDF est construite en s'appuyant sur les cartographies des risques des entités, sur les autoévaluations du contrôle interne, et sur des analyses croisées des remontées des entités opérationnelles et fonctionnelles.

La Direction des Risques Groupe identifie et évalue les risques de niveau Groupe et constitue une cartographie des risques du Groupe, validée en Comité des risques (instance du Comité exécutif) présidé par le Président du Groupe, puis présentée au Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration.

Par ailleurs, la mise en œuvre de la CSRD a permis de préciser la cohérence entre les impacts risques opportunités (IRO) identifiés dans le contexte de la CSRD, et les principaux risques identifiés dans la cartographie des risques (voir la section 3.1.4. « Processus d'évaluation de double matérialité »). Au total, une cohérence d'ensemble a été mise en place entre toutes les analyses de risques menées dans les différents contextes : cartographie des risques Groupe, CSRD ou plan de vigilance.

Évaluation des risques Groupe structurants pour le plan de vigilance en 2024

L'application de cette démarche permet d'identifier les risques principaux, à l'échelle du groupe EDF, présentés dans la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ». Ces derniers font l'objet d'une hiérarchisation selon une échelle de criticité à 3 niveaux (forte, intermédiaire ou modérée) évaluée sur la base de leur gravité potentielle, de leur probabilité d'occurrence, et de leur impact, compte tenu des dispositions existantes.

Parmi eux, plusieurs risques sont structurants pour l'orientation du plan de vigilance, car ils comprennent au moins une des dimensions « droits humains », « environnement » ou « santé et sécurité » :

- le risque d'atteinte à l'éthique ou à la conformité (voir la section 2.2 – 3D « Atteinte à l'éthique ou à la conformité ») : ce risque inclut depuis 2019 un volet « devoir de vigilance », qui prévoit la mise en œuvre d'un programme d'actions piloté au niveau du Groupe, ainsi qu'une obligation faite aux entités du Groupe de rendre compte de leurs propres actions dans ce domaine ;
- le risque d'adaptation au changement climatique – risques physiques et risques de transition (5B) : ce risque comporte notamment un volet portant sur les impacts des activités du Groupe sur le climat ;
- le risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité (1I), et les risques spécifiques à la sûreté nucléaire (2C) et à la sûreté hydraulique (1F) ;
- Le risque de maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (1A) : ce risque inclut un volet relatif aux impacts potentiels des projets sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité ;
- le risque de continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (1E) : ce risque inclut spécifiquement la mise en œuvre d'actions de vigilance lors de la contractualisation et du suivi des contrats ;
- le risque d'atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) (1D) : ce risque lié à la nature industrielle et la diversité des activités du Groupe qui renforcent le caractère fondamental du respect des règles et de la prise en compte des différents risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenant dans les installations industrielles du Groupe pour préserver la sécurité et la santé au travail.

Les risques spécifiques au devoir de vigilance sont détaillés par domaine dans la section 3.6.6 « Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation » et leur relation avec les risques principaux du Groupe évoqués ci-dessus :

- risques saillants relatifs aux droits humains et libertés fondamentales : voir la section 3.6.6.2.1 ;
- risques saillants relatifs à l'environnement : voir la section 3.6.6.3.1 ;
- risques saillants relatifs à la santé et la sécurité des personnes : voir la section 3.6.6.4.1 ;
- risques saillants concernant les fournisseurs et les sous-traitants : voir la section 3.6.6.5.1.

3.6.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2024

En 2024, plusieurs chantiers et actions ont été initiés ou poursuivis dans une démarche d'amélioration continue du plan de vigilance du Groupe :

Déclinaison et déploiement des engagements droits humains du référentiel devoir de vigilance

En mars 2021, EDF a élaboré un référentiel rassemblant les engagements du Groupe (EDF et les sociétés qu'elle contrôle) et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires. Le Groupe rappelle et synthétise dans ce référentiel ses engagements liés au devoir de vigilance, et explicite ses exigences vis-à-vis de ses partenaires, financeurs, fournisseurs et sous-traitants. Ce document soumis aux membres du CDRS [1] (voir la section 3.6.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes »), a été signé par le Président du groupe EDF. Il est publié en français et en anglais sur le site edf.fr (www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf).

En 2023, EDF avait finalisé la déclinaison de chacun des engagements de droits humains de son référentiel devoir de vigilance afin de les expliciter, les contextualiser et les déployer. Chaque engagement fait l'objet d'une fiche droits humains rappelant les cadres internationaux de référence et les définitions relatifs à ces engagements, les principaux facteurs de risques, les principales actions de maîtrise des risques et les outils disponibles le cas échéant. Ces fiches sont disponibles en français, en anglais, en italien, en espagnol et en chinois simplifié.

En 2024, EDF a complété ces outils en élaborant un fichier d'identification des risques potentiels d'atteinte aux droits humains par grand type de matière première en fonction des technologies et des principaux pays producteurs ou extracteurs.

le Groupe a également publié une page sur son site internet explicitant ses engagements et actions en faveur des droits humains (www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/bien-etre-et-solidarite/droits-humains).

Intégration renforcée du devoir de vigilance dans les projets

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »). Dans ce cadre, la politique Engagements du groupe EDF fixe le cadre des décisions d'engagements et en particulier indique que le projet doit procéder à une évaluation des risques de non-respect des engagements et des exigences fondamentales en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes, d'éthique des affaires, conformément à la loi sur le devoir de vigilance. Par ailleurs, ces projets font l'objet d'un avis de la Direction Impact. Cet avis est élaboré à partir d'une grille d'analyse traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe. Les enjeux relatifs à l'environnement, la santé-sécurité des personnes et aux droits humains sont donc systématiquement abordés dans l'analyse des projets. Lorsque nécessaire, la Direction Impact demande des *due diligences* spécifiques à ces enjeux (voir la section 3.6.6 « Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation - Actions globales de prévention et d'atténuation des risques relatifs au devoir de vigilance »).

Pour certains projets lorsque les risques afférents et la complexité l'exigent, le Groupe recommande, depuis 2024, l'élaboration d'un plan de vigilance dédié. Ces plans de vigilance spécifiques à un projet sont travaillés par les entités supportant ces projets, puis soumis aux responsables devoir de vigilance du Groupe.

Sensibilisation et déploiement du plan de vigilance au sein du Groupe

Dans chaque entité du Groupe, des Responsables devoir de vigilance sont nommés sur la base de leurs missions dans les domaines de la RSE ou à l'éthique et la conformité, ou bien encore au Contrôle interne. En 2024, quatre sessions du réseau des responsables devoir de vigilance ont été consacrées notamment aux sujets suivants :

- la présentation du deuxième plan de vigilance autonome 2023 du Groupe et les principales actions 2024 ;
- le partage de la mise en place des démarches de vigilance de certaines filiales et entités du Groupe ;
- une intervention de l'Agence éthique sportive sur l'identification des risques pénaux dans le secteur sportif dans le cadre des relations avec les partenaires en anticipation des Jeux olympiques ;
- le partage des remarques et suggestions de certaines parties prenantes du Groupe sur le plan de vigilance ;
- la veille réglementaire : les évolutions du projet de directive sur le devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité et les contentieux français relatifs au devoir de vigilance en cours.

En termes de formation, le Groupe a développé en 2021 un module *e-learning* dédié au devoir de vigilance pour sensibiliser et aider au déploiement du plan de vigilance du Groupe. En 2024, cet *e-learning*, ainsi que celui consacré aux droits humains, ont été mis à disposition des membres du Conseil d'administration d'EDF, dans le cadre de la nouvelle offre de formation « RSE » sur la nouvelle plateforme *e-learning*. À fin décembre 2024, environ 3 000 salariés ont réalisé l'*e-learning (contre 2 500 à fin 2023)*. Par ailleurs, une demi-journée de formation, dédiée au devoir de vigilance, a également été proposée aux juristes d'appui au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) d'EDF.

Ces actions menées en 2024 s'inscrivent dans une démarche de progrès se déroulant tout au long de l'année sur la base d'un plan d'action revu régulièrement.

3.6.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation [2]

3.6.6.1 Actions globales de prévention et d'atténuation des risques relatifs au devoir de vigilance

Les mesures de prévention et d'atténuation des risques sont mises en œuvre par chaque entité concernée, par l'application des politiques transverses et sectorielles et sur la base de la méthodologie commune de maîtrise des risques du Groupe qui prévoit la description de plans d'actions de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité. Les projets industriels font l'objet d'analyses de risques sur le champ d'application du devoir de vigilance en tenant compte de leur nature, taille, caractéristiques techniques et localisation. Dans ce cadre, les études d'impact environnementales et sociales des projets situés dans des pays non-OCDE s'appuient sur les référentiels internationaux les plus exigeants (principalement IFC, WB, ADB [3]).

(1) Comité de dialogue sur la responsabilité sociale.
(2) Les éléments de compte-rendu annuel sont intégrés aux mesures de prévention et d'atténuation afférentes.
(3) IFC : International Finance Corporation. WB : World Bank. ADB : Asian Development Bank.

En outre, les enjeux relatifs à l'environnement, la santé-sécurité des personnes et aux droits humains sont systématiquement abordés dans l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), sous forme d'une identification des risques associés aux projets, afin d'assurer que les engagements d'EDF dans ce domaine sont pris en compte. Concrètement, cela prend la forme d'une identification des risques associés aux projets, tant pour les activités développées que pour les relations fournisseurs et sous-traitants envisagées dans le cadre du projet. Cette identification est facilitée par la mise à disposition d'une grille de criblage, mise à jour périodiquement, permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements RSE et référentiels du Groupe, ainsi qu'avec les standards internationaux. Cette grille prend en compte les dimensions environnementales, de santé-sécurité, de droits humains et éthiques. Dans les jalons antérieurs au CECEG, ces aspects sont examinés dans les instances de validation des projets propres à chaque entité.

Par ailleurs, le groupe EDF est régulièrement amené à réaliser des opérations de souscription ou acquisition de titres d'entités françaises ou étrangères dans le cadre de partenariat, de grands projets ou d'opérations de croissance externe ou d'investissement. EDF a finalisé en 2023 un guide méthodologique recensant et proposant de manière pratique les diverses diligences à réaliser en matière d'éthique et de conformité. Ces diligences reposent sur la politique Éthique et Conformité qui recense les programmes de conformité du Groupe, dont le devoir de vigilance. Ce guide propose une série de diligences à réaliser ou actions à mettre en œuvre à chaque phase d'un projet d'acquisition/partenariat/projet de façon chronologique et graduelle en fonction du niveau de risque identifié à chaque étape du projet.

3.6.6.2 Droits humains et libertés fondamentales

3.6.6.2.1 Identification des risques saillants

Dans le domaine des droits de l'homme et des libertés fondamentales, la politique éthique et conformité du Groupe intégrant le devoir de vigilance a conduit le groupe EDF à mettre en place une démarche se traduisant concrètement par une identification des risques saillants et des mesures d'atténuation associées, appréciées en fonction des activités du Groupe et des pays où l'entreprise et ses filiales opèrent. Depuis 2021, le Groupe s'appuie sur les indices droits humains de *Verisk Maplecroft®*, afin d'affiner et préciser les risques de droits humains auxquels le Groupe pourrait être confronté dans les pays où il opère, achète et se développe.

Les risques saillants relatifs aux droits humains et libertés fondamentales identifiés sont les suivants :

Catégorie de risque	Risque saillant	Zone géographique	Criticité du risque	Impact négatif matériel	Risque Groupe [1]
Transverse	Risques liés au harcèlement et à la discrimination	Global	■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs de la chaîne de valeur	3D
Activités et projets à l'international	**Risques d'atteinte aux droits des communautés locales :**				
	Risques liés aux enjeux fonciers du fait d'une compensation juste et de la mise en place de programmes de restauration durable des moyens d'existence.	Toutes zones hors Europe, Amérique du Nord et Australie	■■	**ESRS S3** Communautés affectées	1A
	Risques liés aux déplacements de populations ou encore à des conséquences de consultation inadéquate des communautés locales et en particulier autochtones.	Amérique latine, Asie du Sud-Est, Inde	■■	**ESRS S3** Communautés affectées	1A
	Risques liés à l'emploi de forces de sécurité.	À proximité des zones de conflit ou de régimes sécuritaires	■■	**ESRS S3** Communautés affectées	1A
	Travailleurs sur les chantiers et dans les activités opérationnelles :				
	Risques d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail et d'hébergement décentes.	Toutes zones hors Europe, Amérique du Nord et Australie	■■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise	1E, 1A, 1B
		Pays du Golfe	■■	**ESRS S2** Travailleurs de la chaîne de valeur	
		Europe, Amérique du Nord et Australie	■		
	Risques de travail forcé chez des sous-traitants.	Pays du Golfe, Asie du Sud-Est	■	**ESRS S2** Travailleurs de la chaîne de valeur	1E, 1A, 1B

Criticité nette des actions de contrôle : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

(1) Voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

3.6.6.2.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains s'inscrit dans le déploiement de l'accord-cadre mondial de responsabilité sociale et du Référentiel du Groupe (voir la section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe »).

Prévenir et lutter contre toutes les formes de discriminations, de violences physiques ou morales, d'intolérances ou d'injustices dans la vie au travail

Voir les sections 3.3.2.1.4 « Lutte contre la discrimination et promotion de l'inclusion » et 3.3.2.7.1 « Actions liées à la diversité, mixité ».

Prévenir les risques liés aux activités et projets du Groupe à l'international relatifs aux atteintes aux droits des communautés, des travailleurs et à l'emploi de forces de sécurité

Voir les sections 3.3.3.4.4 « Processus de prise en compte des droits des travailleurs dans les projets », 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées », 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations », 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées » et 3.3.4.4.2.3 « Projets internationaux ».

Contentieux en cours au Mexique

En 2018, une ONG a saisi le point de contact national français de l'OCDE (PCN) concernant un projet de parc éolien Gunaa Sicaru porté par une filiale d'EDF Renouvelables au Mexique.

Dans le cadre du processus de médiation de l'OCDE, le groupe EDF a participé à deux réunions de dialogue avec les demandeurs en apportant des éléments de réponse aux points soulevés. Au printemps 2020, le PCN a clôturé la saisine. Le 12 juillet 2022, le PCN français a publié un communiqué de presse constatant l'approfondissement de la politique d'entreprise d'EDF et la conduite de travaux sur les droits de l'homme, ainsi que sur l'engagement avec les parties prenantes. Ces mesures répondant à ses recommandations, le PCN a mis ainsi fin au suivi qu'il effectuait [1].

La procédure de consultation autochtone menée par les autorités mexicaines a été suspendue suite au tremblement de terre en 2018, puis en raison de la crise sanitaire de la Covid-19. Le processus de consultation n'avait toujours pas repris au 31 décembre 2024, malgré une ordonnance d'un juge local exigeant la reprise de cette dernière fin août 2024.

Parallèlement, en décembre 2019, EDF a répondu à une mise en demeure adressée notamment par cette ONG, ainsi que par 4 personnes physiques, au titre de la loi sur le devoir de vigilance et relative à ce projet. EDF a ensuite été assignée le 13 octobre 2020 devant le tribunal judiciaire de Paris. Les requérants demandent, d'une part, que le plan de vigilance établi par EDF soit modifié pour mieux prendre en compte en particulier les risques d'atteinte aux droits des communautés autochtones et, d'autre part, la réparation des préjudices liés à ses prétendus manquements au devoir de vigilance. EDF conteste ces deux demandes. Le 30 novembre 2021, le juge de la mise en état a rejeté la demande des associations de suspension du projet à titre conservatoire ainsi qu'à la demande d'irrecevabilité de l'action en injonction des associations concernant le plan de vigilance d'EDF en raison du défaut de mise en demeure préalable. Le tribunal a proposé le recours à une médiation, ce qu'EDF a favorablement accueilli. Les demandeurs ont alors interjeté appel du jugement rendu par le juge de la mise en état. Lors du délibéré du 18 juin 2024, la nouvelle chambre 5-12 de la cour d'appel de Paris, en charge des « contentieux émergents », a infirmé l'ordonnance du juge de la mise en état concernant la mise en demeure. La cour estime notamment que celle-ci doit identifier de façon claire les manquements reprochés, et que l'assignation peut porter sur un plan de vigilance différent de celui visé dans la mise en demeure. En revanche, la cour rejette la demande de suspension du projet au motif que la demande de mesure conservatoire porte, non sur les obligations de la société EDF SA en matière de devoir de vigilance, mais sur le projet lui-même, et relève des juridictions mexicaines. Aucune urgence ni imminence d'atteintes futures ne sont démontrées. L'affaire est renvoyée sur le fond devant le tribunal judiciaire de Paris.

L'évolution du dossier est suivie parallèlement par les membres du CDRS (voir la section 3.6.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes »).

Un site internet dédié au projet est disponible en anglais et en espagnol : www.gunaa-sicaru.com.

3.6.6.3 Environnement

3.6.6.3.1 Identification des risques saillants

La cartographie des risques du Groupe est établie en fonction des différents types d'activités industrielles du Groupe. Les risques environnementaux sont identifiés, évalués et hiérarchisés à travers le système de management de l'environnement (SME) et le dispositif de contrôle interne en lien avec la gestion des risques Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement (SME) »). L'identification des risques environnementaux s'inscrit dans le dispositif global de gestion des risques du Groupe (voir le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise »). Sur la base de sa cartographie des risques, chaque entité définit les plans d'actions pour réduire et maîtriser ses risques.

L'actualisation de la cartographie des risques 2024 conforte l'analyse des risques 2023 et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. La principale évolution concerne la prise en compte de l'impact de l'accélération du changement climatique et de l'enjeu systémique de ce risque pour EDF et l'ensemble de ses parties prenantes.

(1) www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2022/07/26/pcn-francais-edf-et-edf-renouvelables-au-mexique

Les risques environnementaux saillants sont les suivants :

Risque saillant	Activité de production la plus concernée	Criticité du risque	Impact négatif matériel	Risque Groupe [1]
Émissions de gaz à effet de serre avec effets sur le climat :				
– **Émissions directes** (Scope 1)	– Production d'électricité et de chaleur à partir de combustible fossile	■■	**ESRS E1** Émissions de gaz à effet de serre	5B
– **Émissions indirectes** (Scope 3)	– Fourniture de gaz et d'électricité, production d'électricité par des actifs non contrôlés	■■		5B
Rejets avec effets potentiels sur :				
– **la qualité de l'air** : principalement émissions de SO_2, NO_x et poussières	– Production d'électricité et de chaleur à partir de combustible fossile	■	**ESRS E2** Rejets avec effets sur la qualité de l'air, de l'eau et des sols	1I
– **la qualité de l'eau :** principalement rejets thermiques du refroidissement des centrales thermiques	– Production d'électricité à partir de centrales thermiques (nucléaire, thermique fossile)	■		1I
Consommations avec effets potentiels sur :				
– **les ressources matière** : notamment matériaux de construction de nouvelles installations et production de déchets	– Production d'électricité toutes filières (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)	■ (production existante) ■■ (projets)	**ESRS E5** Génération de déchets **ESRS E4** Impact via les ressources amont	1I 1A, 1I
– **la ressource en eau douce :** évaporation liée au refroidissement en circuit fermé des centrales thermiques et aux process industriels	– Production d'électricité à partir de centrales thermiques (nucléaire, thermique fossile)	■■	**ESRS E3** Utilisation de l'eau douce	1I
Impacts potentiels sur la biodiversité :				
– **changement d'usage des terres et des mers :** principalement emprise des nouveaux projets	– Production d'électricité toutes filières (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)	■■	**ESRS E4** Dégradation des écosystèmes	1A, 1I
– **surexploitation des ressources naturelles :** notamment forestières	– Production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse	■■	**ESRS E4** Impact via les ressources amont	1I

Criticité nette des actions de contrôle : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

3.6.6.3.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à l'environnement, EDF s'appuie sur son système de management environnemental (SME) et sa politique RSE qui engagent ses entités à une approche de précaution et une démarche de responsabilité. Les risques les plus significatifs font l'objet de plans de maîtrise en lien avec les orientations de la politique RSE Groupe.

Afin de décliner les objectifs environnementaux et les actions associées issus de ses engagements et de sa politique RSE, le groupe EDF a mis en place une animation de l'environnement à l'échelle du Groupe à l'aide d'un SME (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement (SME) »). Ce système de management s'appuie sur les instances de gouvernance d'EDF, qui définissent les orientations et objectifs environnementaux à atteindre, en lien avec les attentes des parties prenantes externes et internes (voir 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »).

Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité [2] et projet du Groupe mettent en place une démarche de management environnemental adaptée à ses propres enjeux.

Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe, des entités et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes :

- de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements : chaque entité établit et met en œuvre un programme ou plan d'action environnemental prenant en compte les engagements du Groupe la concernant, ses aspects environnementaux significatifs, ses obligations réglementaires et en considérant ses risques et opportunités ;
- de l'amélioration de l'efficacité de ses organisations de façon appropriée aux enjeux : chaque entité est responsable de son contrôle interne, des audits internes et externes de son SME et des interfaces avec le SME Groupe ;

(1) Voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».
(2) Sociétés ayant des activités industrielles, opérationnelles (installation, exploitation, maintenance), d'ingénierie et de distribution et de commercialisation de biens et services.

- d'un reporting extra-financier obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la Direction Impact les informations environnementales requises.

Le SME du Groupe est certifié par un organisme externe, l'AFNOR, selon la norme internationale ISO 14001. Tous les sites industriels sont couverts par un SME dont plus de 80 % par un SME certifié.

3.6.6.3.2.1 Prévenir l'impact sur le climat

Voir la section 3.2.2 « Changement climatique ».

3.6.6.3.2.2 Prévenir l'impact d'EDF sur l'air, l'eau, les sols, la biodiversité et la production de déchets

Pour les impacts sur l'air et les sols, voir la section 3.2.3 « Pollution » ; pour les impacts sur l'eau, voir 3.2.4 « Ressources hydriques et marines » ; pour les impacts sur la biodiversité, voir la section 3.2.5 « Biodiversité et écosystèmes » et pour la production de déchets, voir la section 3.2.6.3 « déchets ».

3.6.6.4 Santé-Sécurité

3.6.6.4.1 Identification des risques saillants

La cartographie des risques d'atteinte à la santé et à la sécurité des salariés et prestataires est établie par la Direction Santé-Sécurité en charge du management santé-sécurité, en s'appuyant sur les analyses de risques réalisées par les différentes entités et filiales du Groupe, en lien avec le dispositif de cartographie des risques du Groupe (voir la section 2.2. « Risques auxquels le Groupe est exposé »). Les risques saillants en matière d'atteinte à la santé et à la sécurité des salariés et prestataires sont liés au fonctionnement des installations industrielles (voir la section 2.2 - 1D « Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) »).

Les risques concernant les consommateurs et riverains sont liés au fonctionnement des installations industrielles (voir les sections 2.2 - 1F « Atteinte à la sûreté hydraulique », 2.2 - 1I « Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité », 2.2 - 2C « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire »).

Les risques relatifs à la santé-sécurité sont les suivants :

Catégorie de risque	Risque saillant	Criticité du risque	Impact négatif matériel	Risque Groupe [1]
Santé et sécurité des salariés et prestataires	Risques d'accidents du travail, de maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit)	■■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	1D
	Troubles musculo-squelettiques, troubles anxio-dépressifs dont stress	■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur	1D
Santé et sécurité des communautés locales	Sûreté des installations nucléaires et hydrauliques	■■	**ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E2** Pollution **ESRS E3** Ressources hydriques et marines	1F, 2C
	Qualité de l'air	■	**ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E2** Pollution	1I

Criticité nette des actions de contrôle : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

3.6.6.4.2 Principales mesures d'atténuation, de prévention et de suivi des mesures mises en œuvre

Déploiement de la politique santé-sécurité

Voir les sections 3.3.2.1.2 « La politique Prévention Santé Sécurité » et 3.3.2.6 « Santé et Sécurité de tous ».

Voir la section 3.6.6.5.2 « Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre » pour la santé-sécurité dans la démarche d'achat.

Sûreté des installations nucléaires et hydrauliques

Voir la section 3.4.5.3.2 « Sûreté nucléaire ».

Voir la section 3.4.5.3.1 « Sûreté hydraulique ».

La qualité de l'air

Voir la section 3.2.3.2 « Pollution de l'air : rejets de NOx, SO_2, poussières ».

(1) Voir le chapitre 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

3.6.6.5 Fournisseurs et sous-traitants

3.6.6.5.1 Identification des risques saillants

Les risques saillants relatifs au devoir de vigilance concernant les fournisseurs et sous-traitants sont identifiés sur la base d'une cartographie des risques couvrant la totalité des catégories d'achats au périmètre d'EDF. Sont concernés les achats industriels, tertiaires et IT d'EDF, hors achats de combustibles, et une partie des achats tertiaires, informatiques et télécommunications pour certaines filiales. La méthodologie prend en compte toutes les thématiques RSE, en s'alignant à la fois sur la politique RSE du groupe EDF et les standards de la CSRD : neutralité carbone & climat (atténuation, adaptation), préservation des ressources de la planète (pollutions, ressources aquatiques et marines, biodiversité, déchets et économie circulaire), bien-être et solidarité (santé-sécurité, droits humains et achats solidaires), et le développement responsable des territoires. Elle permet d'identifier des actions à mener auprès des fournisseurs à toutes les étapes du processus achat (stratégie, contractualisation et suivi du marché) et *in fine*, de déterminer le niveau de risque résiduel.

Cette analyse de risques couvre 184 catégories d'achat pour environ 18 000 fournisseurs ayant un contrat avec EDF. Plus de 95 % des achats sont réalisés en France grâce, en particulier au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe. 97,4 % des achats sont réalisés dans l'Union européenne (99,3 % dans l'Association européenne de libre-échange) [1].

Les risques sont évalués par catégorie d'achat. L'évaluation et la priorisation des risques bruts sont fondées sur les périmètres d'activités des fournisseurs, au regard des facteurs de risques identifiés avec les experts de chaque thématique RSE. La localisation géographique constitue en outre un élément majorant dans l'appréciation du risque.

Des risques majeurs ont été identifiés dans les différents domaines d'achats pour des points touchant essentiellement à la santé-sécurité, aux pollutions et aux déchets, aux émissions de gaz à effet de serre, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits humains. 16 % des catégories d'achats analysées sont classés à risque « résiduel majeur » ; 51 % sont classés à risque « significatif » ; 34 % sont classés à risque « résiduel limité ». Parmi les catégories d'achats analysées et classées à risque résiduel majeur, le tableau ci-dessous récapitule les domaines d'achat – par regroupements de catégories – ayant fait l'objet d'un total de facturation supérieur à 50 millions d'euros en 2024 (tous les risques détaillés ci-dessous précisent le risque principal du Groupe 1E relatif aux chaînes d'approvisionnement, ainsi que le risque principal du Groupe 1B relatif à la maîtrise du cycle du combustible nucléaire concernant l'approvisionnement en uranium dans la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ») :

Domaine d'achat	Neutralité et climat	Préservation des ressources de la planète	Santé sécurité	Droits humains	Risque saillant	Impact matériel négatif
Électricité Contrôle Commande	■■	■■	■■	■■	• Neutralité carbone et climat : lieu de fabrication et acheminement. • Préservation des ressources de la planète : gestion de fin de vie du matériel, pollutions et impacts sur la biodiversité. • Santé sécurité : exposition électrique et aux produits chimiques, travail sur machine. • Droits humains : légalité du travail, travail forcé et travail des enfants, en raison de la chaîne de sous-traitance internationale de certains matériels.	ESRS E1 ESRS E4 ESRS E5 ESRS S2 ESRS S3
Génie civil, déconstruction et dépollution	■■	■■	■■	■■	• Préservation des ressources de la planète : risques de pollution des sols, volume et traçabilité des déchets. Nuisances sonores et visuelles. • Santé sécurité : utilisation d'engins de chantier et d'explosifs, manutention et charges lourdes. • Droits humains : légalité du travail et conditions de travail sur les chantiers.	ESRS E1 ESRS E2 ESRS E3 ESRS S2 ESRS S3
Systèmes de levage pour charges lourdes	■■	■■	■	■	• Neutralité carbone et climat : consommation d'énergie pour l'extraction et la fusion de minerais (métal, acier). • Préservation des ressources de la planète : gestion de fin de vie du matériel, dont certains peuvent être radioactifs.	ESRS E1 ESRS E5
Contrôles/essais non destructifs et maintenance en milieu industriel	■	■■	■■	■■	• Préservation des ressources de la planète : gestion des déchets électroniques. • Santé sécurité : expositions radiologiques, risques de chutes, charges lourdes. Risques psycho-sociaux liés à l'itinérance des prestataires spécialisés, la pression des délais et les horaires décalés. • Droits humains : conditions d'extraction des minerais dans certains pays pour la fourniture des composants électroniques.	ESRS E5 ESRS S2 ESRS S3

(1) Union européenne, Suisse et Royaume-Uni notamment.

Domaine d'achat	Neutralité et climat	Préservation des ressources de la planète	Santé sécurité	Droits humains	Risque saillant	Impact matériel négatif
Biens et services industriels	■■	■■	■■	■■	• Neutralité carbone et climat : émissions de CO_2 liées à l'acheminement des équipements. • Préservation des ressources de la planète : pollution de l'air, des eaux, des sols en phase de fabrication, notamment des vêtements. Déchets de fabrication et liés à la fin de vie des produits. • Santé sécurité : risques de chutes, manutention d'objets lourds et exposition aux produits chimiques. • Droits humains : travail forcé, travail des enfants dans les zones de fabrication des équipements.	ESRS E1 ESRS E2 ESRS E3 ESRS E4 ESRS E5 ESRS S2 ESRS S3
Matériels informatique et télécom	■■	■■	■	■■	• Neutralité carbone et climat : émissions de CO_2 liées au lieu de fabrication des équipements et à leur acheminement. • Préservation des ressources de la planète : déchets électriques et électroniques, extraction de métaux rares. • Droits humains : travail des enfants sur les lieux de fabrication, notamment pour le petit matériel comme les smartphones.	ESRS E1 ESRS E5 ESRS S2 ESRS S3
Solutions informatiques, édition, hébergement et support	■	■	■	■■	• Droits humains : légalité du travail, risques de discrimination, de harcèlement, dus à l'implantation mondiale et *offshore* des fournisseurs.	ESRS S2
Travaux de bâtiments neufs et existants	■■	■■	■	■	• Neutralité carbone et climat : fabrication de béton, transports. • Préservation des ressources de la planète : production de déchets.	ESRS E1 ESRS E5
Chaîne de fabrication des panneaux solaires et des batteries (1)	■■	■■	■■	■■	• Neutralité carbone et climat : émissions de CO_2 liées au lieu de fabrication des équipements et à leur acheminement. • Préservation des ressources de la planète : consommation d'eau en zone de stress hydrique, pollution des eaux et des terres en phase de fabrication et d'extraction de certains minerais. • Santé sécurité : conditions de travail non adaptées, exposition aux produits chimiques. • Droits humains : conditions de travail, travail forcé, risque de discrimination dans certaines zones de fabrication et d'extraction des minerais.	ESRS E1 ESRS E2 ESRS E3 ESRS S2 ESRS S3

Criticité nette des actions de contrôle : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

(1) Hors périmètre EDF.

3.6.6.5.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Voir la section 3.3.3.1.2 « Politique fournisseurs ».

Processus d'achats responsables

Voir la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables ».

Renforcement des enjeux climatiques et de la santé-sécurité dans la démarche d'achat

Voir la section 3.2.2.1.2.2.3 Amont : Décarboner la chaîne de valeur du Groupe.

Voir la section 3.3.3.4.2.1 « La Direction des Achats Groupe (DAG) - Intégration de la santé - sécurité dans les achats ».

Évaluations des fournisseurs

Voir la section 3.3.3.4.2.4 « Surveillance des fournisseurs ».

Autres modalités pratiquées au sein du Groupe

Voir la section 3.3.3.4.2.2 « Autres modalités pratiquées au sein des principales filiales du Groupe ».

Sensibilisation et formation

Voir la section 3.3.3.4.2.3 « Formation des acteurs de la filière achats ».

Approvisionnement en combustibles

Voir la section 3.3.3.4.3 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles ».

3.6.7 Système d'alerte du Groupe

Périmètre

Voir la section 3.3.1.2.1 « Champ d'application ».

Dispositif

Voir les sections 3.3.1.2.2 « Accessibilité de la plateforme », 3.3.1.2.3 « Dépôt de signalements », 3.3.1.2.4 « Analyse de la recevabilité des signalements » et 3.3.1.2.5 « Traitement des signalements recevables » pour les modalités de fonctionnement du dispositif d'alerte.

Alertes effectuées en 2024

Voir la section 3.3.1.2.7 « Résultats 2024 ».

3.6.8 Dispositifs de suivi

La mission vigilance du Groupe s'emploie à faire évoluer le dispositif de suivi du plan de vigilance dans une démarche d'amélioration continue. Ce dispositif repose sur le plan d'action opérationnel qui est suivi par le Comité de pilotage. Ce plan d'action est régulièrement présenté au CDRS (voir la section 3.6.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes »).

L'évaluation du dispositif est intégrée au plan de contrôle interne annuel et une fiche dédiée aux risques relatifs au devoir de vigilance a été élaborée et déployée. Elle permet aux entités de s'autoévaluer sur les exigences à respecter dans le cadre du devoir de vigilance.

4.

Gouvernement d'entreprise

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 358

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 359

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 360
4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 378
4.2.3 Comités du Conseil d'administration 384

4.3 Direction Générale 394

4.3.1 Composition du Comité exécutif 394
4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 394

4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 396

4.4.1 Conflits d'intérêts 396
4.4.2 Absence de condamnation 396
4.4.3 Contrats de service 397

4.5 Rémunération et avantages des mandataires sociaux 397

4.5.1 Rémunération des mandataires sociaux 397
4.5.2 Options de souscriptions ou d'achat d'actions - Actions gratuites 401
4.5.3 Ratios d'équité et évolution des rémunérations 2020-2024 401

4.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère [1] au Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF [2], sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités résultent du statut d'entreprise publique et en particulier de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, de ses textes d'application et du décret n° 53-707 du 9 août 1953.

Elles sont détaillées dans le présent document d'enregistrement universel et concernent notamment :

- la composition du Conseil d'administration (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ») ;
- les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF et le mode d'exercice de la Direction Générale (voir les sections 4.2.2.2 « Nomination et attributions du Président-Directeur Général » et 4.2.2.4 « Équilibre dans la répartition des pouvoirs ») ; et
- les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir la section 4.6.1.1 « Rémunération du Président-Directeur Général »).

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du Code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Recommandations du Code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explications
Détention par les administrateurs et les dirigeants mandataires sociaux d'actions de la Société Recommandation n° 21 : *« Hors dispositions légales contraires, l'administrateur doit être actionnaire à titre personnel et, en application des dispositions des statuts ou du règlement intérieur, posséder un nombre minimum d'actions, significatif au regard des rémunérations qui lui ont été allouées. À défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il utilise ses rémunérations à leur acquisition. »* Recommandation n° 24 : *« Le conseil d'administration fixe une quantité minimum d'actions que les dirigeants mandataires sociaux doivent conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions. [...] Tant que cet objectif de détention d'actions n'est pas atteint, les dirigeants mandataires sociaux consacrent à cette fin une part des levées d'options ou des attributions d'actions de performance telle que déterminée par le conseil. »*	Les administrateurs et les dirigeants mandataires sociaux ne détiennent pas d'actions de la Société	Conformément aux dispositions légales, les administrateurs et les dirigeants mandataires sociaux ne peuvent détenir des actions de la Société. En effet, depuis le retrait obligatoire des actions d'EDF, le 8 juin 2023, l'État français détient 100 % du capital de la Société en application de l'article 111-67 du Code de l'énergie. La part de la détention par l'État est, le cas échéant, minorée, dans des proportions inférieures à une limite fixée par décret, du capital détenu par les salariés de l'entreprise et par les anciens salariés adhérents du plan d'épargne de groupe de l'entreprise.

(1) En application de l'article L. 22-10-10 du Code de commerce.
(2) Code-AFEP-MEDEF-version-de-decembre-2022.pdf

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Conseil d'administration

41,7 %	57,5 ans	13	96,6 %
d'indépendance*	âge moyen	réunions	d'assiduité

Composition**

11 Administrateurs nommés par l'Assemblée générale dont 5 sur proposition de l'État

18 membres

6 Administrateurs élus par les salariés

1 Administrateur représentant de l'État désigné par le ministre chargé de l'Économie

Comité de la stratégie
8 membres
41,7 %*** indépendance
87,5 % d'assiduité
3 réunions

Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
4 membres
66,7 %* indépendance
100,0 % d'assiduité
5 réunions

Comité de responsabilité d'entreprise
7 membres
33,3 %* indépendance
100,0 % d'assiduité
4 réunions

Comité des risques et de l'audit
8 membres
75,0 %* indépendance
97,5 % d'assiduité
5 réunions

Comité des engagements
4 membres
75,0 %* indépendance
89,5 % d'assiduité
10 réunions

Comité de suivi des engagements nucléaires
5**** membres
95,0 % d'assiduité
4 réunions

Réunions conjointes
12 participants — 3 réunions
97,2 % taux moyen de participation

Réunion conjointe
9 participants — 1 réunion
88,9 % taux moyen de participation

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*
** *Composition du Conseil d'administration à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel.*
*** *Calculé sur l'ensemble du Conseil d'administration, hors administrateurs salariés, tous les administrateurs participants aux réunions.*
**** *Les textes réglementaires régissant le Comité de suivi des engagements nucléaires n'édictent pas d'obligation particulière quant à sa composition.*

4.2.1 Composition du Conseil d'administration

En application des articles 4 et 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, EDF est administrée par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale, dont certains sur proposition de l'État, un Représentant de l'État désigné par le ministre chargé de l'économie parmi les agents publics et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public [1].

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration comprend dix-huit membres :

- onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale, dont cinq sur proposition de l'État ;
- six administrateurs élus par les salariés ;
- un Représentant de l'État.

Le Commissaire du Gouvernement [2], le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société [3] et le Secrétaire du Comité social et économique central d'EDF assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative.

Depuis le 1er janvier 2024 et jusqu'à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, les modifications et évènements suivants sont intervenus dans la composition du Conseil d'administration (voir ci-après le tableau des renseignements personnels concernant les administrateurs) :

Prénom, nom	Administrateur/Catégorie	Nature de l'évènement	Date de l'évènement
Colette Lewiner	Administratrice nommée par l'Assemblée générale	Démission	11 juin 2024
Bruno Even	Administrateur nommé par l'Assemblée générale	Nomination	11 juin 2024

Colette Lewiner ayant fait part de son intention de démissionner de son mandat d'administratrice avec effet à l'issue de l'Assemblée générale du 11 juin 2024, le Conseil d'administration, réuni le 10 juin 2024, a décidé, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, de proposer à l'Assemblée générale la nomination de Bruno Even en qualité d'administrateur indépendant pour une durée de 3 ans, par dérogation à la durée statutaire de 4 ans du mandat des administrateurs, afin de maintenir le renouvellement échelonné du Conseil d'administration (voir la section 4.2.2.1 « Durée du mandat des administrateurs - Renouvellement échelonné du Conseil »).

Les mandats de Luc Rémont, Nathalie Collin, Delphine Gény-Stéphann, Marie-Christine Lepetit et Michèle Rousseau arrivent à leur terme lors de l'Assemblée générale qui sera appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024. Sur proposition du Conseil d'administration, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, l'Assemblée générale sera appelée à statuer sur la nomination et/ou le renouvellement d'administrateurs. Le Président de la République a annoncé, dans un communiqué de presse du 21 mars 2025, qu'il « envisage, sur proposition du Premier ministre, de nommer M. Bernard Fontana en qualité de président-directeur général d'Électricité de France [...] ».

Politique de diversité

Féminisation du Conseil d'administration et des instances dirigeantes

En application de l'article L. 225-18-1 du Code de commerce, de l'ordonnance du 20 août 2014 et de l'ordonnance n° 2024-934 du 15 octobre 2024, EDF est soumis aux règles relatives à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et doit respecter une proportion d'administrateurs de chaque sexe au sein du Conseil qui ne peut être inférieure à 40 %.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration d'EDF compte 9 femmes, dont trois parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de femmes de 50 % sur l'ensemble du Conseil.

Politique de mixité des instances dirigeantes et cadres dirigeants

Conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Conseil a par ailleurs défini, le 16 décembre 2020, une politique de mixité des instances dirigeantes applicable à la Société, qui décline au sein de la Société les objectifs de l'Ambition mixité pour le Groupe adoptée par le Comité exécutif [4] et qui prévoit plusieurs engagements visant à supprimer le « plafond de verre » pour les femmes cadres dans l'accession aux Comités de direction et au niveau dirigeant (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle »).

Au périmètre de la Société, les objectifs fixés par le Conseil étaient, les suivants :

- 30 % de femmes dans les Comités de direction d'ici 2023 ; ce résultat est atteint, avec 33,6 % de femmes parmi les membres des Comités de direction, soit +1,8 point par rapport à fin 2023 ;
- 30 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants de la Société en 2025 ; ce résultat est déjà atteint au 31 décembre 2023, avec 32 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants. À noter qu'EDF se fonde désormais sur un indicateur distinct pour suivre la mixité des viviers de futurs leaders, sachant que ne sont plus employés les termes de « futurs dirigeants » ou « talents » dans le cadre de l'évolution de sa politique de talent management, afin d'évoluer vers une politique plus inclusive. Au 31 décembre 2024, le pourcentage de femmes dans les viviers de futurs leaders était de 36 % au niveau de la Société.

Le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil d'administration examinent annuellement les résultats obtenus dans le cadre de cette politique, à l'occasion de la présentation du bilan de la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »).

(1) *Les représentants des salariés mentionnés au I de l'article 7 de l'ordonnance du 20 août 2014 sont soumis, pour leur élection et leur statut, aux mêmes dispositions que celles prévues pour les représentants des salariés des entreprises relevant de la loi du 26 juillet 1983 (chapitres II et III du titre II de la loi).*
(2) *Article 15 de l'ordonnance du 20 août 2014.*
(3) *Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément à l'article 8 du décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.*
(4) *Voir la section 3.3.2.7.1.1 « Actions liées à la mixité ». Le Comité exécutif d'EDF a renforcé les ambitions pour le Groupe en 2021 en vue d'atteindre 30 % de femmes d'ici 2026, puis de 36 à 40 % à l'horizon 2030, dans toutes les strates de l'entreprise (effectifs, cadres, instances dirigeantes).*

Le Comité et le Conseil ont ainsi examiné, lors de leurs réunions du 8 octobre 2024 et du 7 novembre 2024 respectivement, les mesures mises en place par EDF et pris acte des résultats obtenus par la Société dans la mise en œuvre de cette politique.

Au périmètre Groupe, au 31 décembre 2024, EDF comptait 26,7 % de femmes parmi les dirigeants, 33 % de femmes parmi les membres de Comités de direction et 29,5 % de femmes parmi les cadres, pour une proportion de 26,4 % de femmes parmi les effectifs. Par ailleurs, le pourcentage de femmes dans les viviers de futurs leaders était, au niveau Groupe, de 38 % à fin 2024.

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a ainsi pris connaissance, lors d'une réunion du 28 novembre 2024, de l'actualisation des objectifs fixés par l'Ambition mixité des dirigeants du Groupe – qui avait d'ores et déjà été renforcée en 2021 (voir la section 3.3.2.7.1.1 « Actions liées à la mixité »).

Obligations issues de la loi Rixain

La loi n° 2021-1774 du 24 décembre 2021, dite loi « Rixain », complétée par le décret n° 2022-680 du 26 avril 2022, fixe à toutes les entreprises de plus de 1 000 salariés l'obligation d'atteindre le quota de 30 % de femmes parmi les cadres dirigeants et les membres des instances dirigeantes [1] à compter du 1er mars 2026, ce chiffre étant porté à 40 % à compter du 1er mars 2029.

Ces obligations seront applicables à EDF SA, ainsi qu'aux filiales françaises du Groupe concernées.

Au 31 décembre 2024, EDF SA compte :

- 27,5 % de femmes parmi les dirigeants de l'entreprise (contre 26,5 % à fin 2023),
- 23 % de femmes parmi les membres de son instance dirigeante (Comité exécutif).

L'ambition du Groupe sur la mixité des dirigeants a été revue dans la même dynamique que la loi Rixain : il a été décidé l'élargir au périmètre Groupe la cible de 40 % de femmes parmi les dirigeants à fin 2030, ce qui est une cible encore plus ambitieuse.

La diversité et la mixité des dirigeants et des viviers de leaders étant des leviers essentiels de la transformation du Groupe, EDF a dynamisé en 2024 son plan d'actions afin de répondre à cet objectif (voir la section 3.3.2.7.2.1 « Obligations issues de la loi Rixain : taux de femmes parmi les cadres dirigeants »).

Autres critères de diversité

Conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Conseil d'administration s'interroge régulièrement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle de ses Comités. Il définit une politique de diversité appliquée aux membres du Conseil au regard de critères tels que l'âge, la parité ou les qualifications et l'expérience professionnelle.

Après avis du Comité en charge des questions de gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a défini une politique de diversité tenant compte de la stratégie du Groupe et consistant à rechercher des compétences et expériences adaptées à ses enjeux.

Cette politique a été réexaminée et mise à jour par le Conseil d'administration lors de sa réunion du 17 février 2021, dans le contexte de l'arrivée à leur terme des mandats de plusieurs administrateurs à l'issue de l'Assemblée générale annuelle tenue en 2021, et en prenant en compte les attentes qui avaient été formulées par les administrateurs lors de l'évaluation externe du Conseil d'administration réalisée fin 2020.

Depuis lors, à l'occasion de chaque départ ou renouvellement du mandat d'un administrateur, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance examine les candidatures en tenant compte des objectifs recherchés en matière d'âge, de parité, d'expérience professionnelle, de complémentarité des profils et de maintien d'une proportion suffisante d'administrateurs indépendants au sein du Conseil fixée *a minima* au tiers des administrateurs tel que recommandé par le Code AFEP-MEDEF pour les sociétés ayant un actionnaire de contrôle (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »).

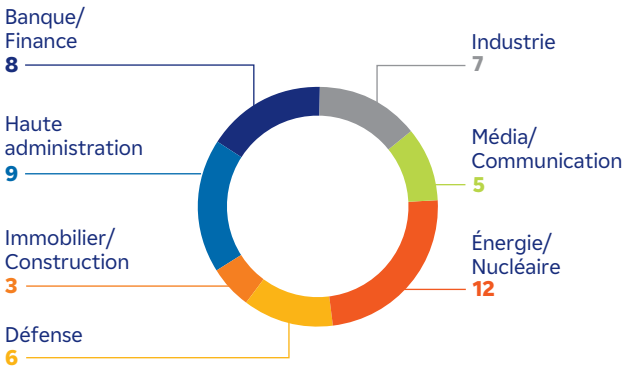
Les membres du Conseil d'administration sont interrogés, lors des évaluations du Conseil et de ses Comités, sur leur appréciation de la composition du Conseil d'administration et leurs attentes. Il ressort par exemple de la dernière évaluation externe réalisée en 2024 que la nomination en 2024 d'un nouvel administrateur ayant un profil industriel, conformément aux suggestions énoncées lors de l'évaluation interne 2023, a été appréciée par les administrateurs (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

(1) Les instances dirigeantes de la Société sont définies comme le Comité exécutif d'EDF.

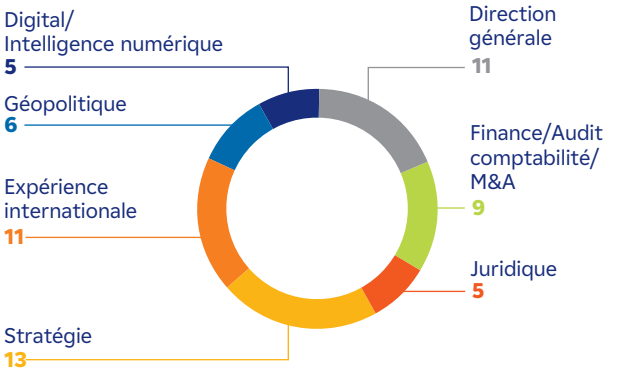
Compétences des membres du Conseil d'administration

Les graphiques ci-dessous présentent la cartographie des compétences sectorielles et des compétences fonctionnelles identifiées par les administrateurs, (autoévaluation). Chaque administrateur a en outre identifié trois compétences clés liées à sa formation et/ou son parcours professionnel (voir *supra* la présentation détaillée du parcours des administrateurs).

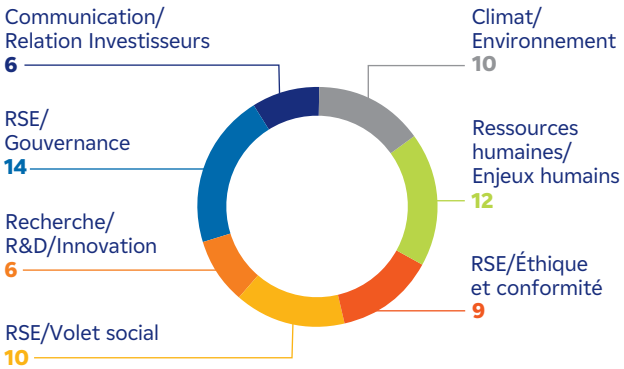
EXPERTISES SECTORIELLES PAR TYPE DE COMPÉTENCE



EXPERTISES FONCTIONNELLES PAR TYPE DE COMPÉTENCE



EXPERTISES RSE ET CLIMAT DU CONSEIL



Informations concernant les administrateurs

Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique les principales informations concernant les membres du Conseil d'administration au 31 décembre 2024.

PRÉSENTATION SYNTHÉTIQUE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

	INFORMATIONS PERSONNELLES			EXPÉRIENCE	SITUATION AU SEIN DU CONSEIL				PARTICIPATION À DES COMITÉS					
	Âge	Sexe	Nationalité	Nombre de mandats dans des sociétés cotées	Indépendance	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au conseil (en années)	Comité de la stratégie	Comité des risques et de l'audit	Comité des engagements	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale														
Luc Rémont* Président-Directeur Général	55	M	Française	1		18/11/2022	AG 2025	2,33	P					
Nathalie Collin**	60	F	Française	0	▲	22/07/2021	AG 2025	3,5		■	■			P
Bruno Crémel	59	M	Française	0	▲	16/05/2019	AG 2027 (1)	5,67		■				
Bruno Even	57	M	Française	0	▲	11/06/2024	AG 2027	<1			■			
Claire Pedini	59	F	Française	0	▲	12/05/2016	AG 2027	8,68					P	■
Philippe Petitcolin	72	M	Française	2	▲	16/05/2019	AG 2027	5,67	■	■	P			
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État														
Anne-Marie Descôtes	65	F	Française	0		28/11/2022	AG 2027	2,25	■					
Gilles Denoyel	70	M	Française	0		16/05/2019	AG 2027	5,67				P		
Marie-Christine Lepetit	63	F	Française	0		07/05/2012	AG 2025	12,69		P	■	■		
Michèle Rousseau	67	F	Française	0		30/09/2016	AG 2025	8,29				■	■	
Delphine Gény-Stephann	56	F	Française	1		12/05/2022	AG 2025	2,83					■	
Administrateur représentant de l'État														
Alexis Zajdenweber	48	M	Française	2		23/09/2022	20/11/2026	2,42	■					■
Administrateurs élus par les salariés														
Christophe Béguinet	59	M	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	1,25	■	■			■	
Aurélie Frionnet	47	F	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	1,25	■		■	■		
Fabrice Guyon	51	M	Française	0		16/02/2023	22/11/2027	2,08	■	■		■		
Gérald Lacoste	48	M	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	1,25		■			■	
Sandrine Lhenry	50	F	Française	0		28/07/2021	22/11/2027	3,5	■	■			■	
Cécile Pichot	50	F	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	1,25					■	■

**** M. Luc Rémont est le seul membre exécutif au sein du Conseil d'administration.***

***** Mme Nathalie Collin a été nommée Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance le 28 juin 2024.***

(1) AG 2027 : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026.
(2) AG 2025 : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

■ *Membre du Comité*
P *Président du Comité*

▲ Indépendance au sens des critères du Code AFEP-MEDEF

Les renseignements personnels concernant les administrateurs, ainsi que les informations concernant leurs mandats, figurent dans le tableau ci-dessous et sont fournis à la date du 6 janvier 2025, sauf indication contraire.

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Luc RÉMONT, 55 ans

Président-Directeur Général [1]

Date de nomination au Conseil : 18 novembre 2022
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024 [2]
Autre(s) fonction(s) : Président du Comité de la stratégie
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Direction générale
- Industrie/Énergie/Nucléaire
- Stratégie internationale

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale supérieure des techniques avancées (ENSTA Paris), Luc Rémont a débuté sa carrière en 1993 en tant qu'ingénieur à la Direction Générale de l'armement (DGA). En 1996, il intègre le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie où il occupe différents postes. Tout d'abord à la Direction du Trésor, il est chargé des relations avec la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) et la Banque mondiale, puis des participations de l'État dans les sociétés du secteur des transports. Il devient ensuite conseiller technique, chargé des participations, puis Directeur Adjoint au sein du cabinet des ministres des Finances de 2002 à 2007. En 2007, il rejoint la banque Merrill Lynch et devient, en 2009, Directeur général de la banque de financement et d'investissement Bank of America Merrill Lynch en France. Il rejoint Schneider Electric en avril 2014 et devient Président de Schneider Electric France, puis il est nommé Directeur général des Opérations internationales de Schneider Electric en charge de l'Amérique du Sud, de l'Afrique et du Moyen-Orient, de l'Inde, de l'Asie de l'Est et du Pacifique en avril 2017. Par ailleurs, entre 2015 et 2018, Luc Rémont a été Président du GIMELEC, groupement de 230 entreprises françaises concevant et déployant les technologies électriques et numériques pour le pilotage optimisé et sécurisé des énergies des bâtiments, de l'industrie et des infrastructures du numérique. Il a également été membre du Conseil d'administration de Naval Group, leader européen du naval de défense de 2014 à 2020 et administrateur de Worldline, leader européen de la sécurisation des paiements et transactions numériques de 2014 à 2023. Luc Rémont est Président-Directeur Général d'EDF depuis le 23 novembre 2022 [1].

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Président-Directeur Général d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président-Directeur Général	EDF	France	
Administrateur	Edison	Italie	G/C
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Président du Conseil d'administration	Fondation groupe EDF	France	G
Président	Fondation Viva Fabrica	France	

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

- Président du Conseil d'administration Schneider Electric India Private Limited
- Administrateur de Naval Group
- Administrateur de Worldline
- Administrateur d'EDF Renouvelables
- Administrateur de Dalkia

(1) Luc Rémont a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République du 23 novembre 2022.

(2) Voir le communiqué de presse de la Présidence de la République du 21 mars 2025 indiquant que « le Président de la République envisage, sur proposition du Premier ministre, de nommer M. Bernard Fontana en qualité de président-directeur général d'Electricité de France [...] ».

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Nathalie COLLIN, 60 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil : 22 juillet 2021

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s) : Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, membre du Comité des risques et de l'audit et du Comité des engagements

Nationalité : Française

Compétences clés :

- Direction générale
- RSE/Gouvernance
- Digital/intelligence Numérique

Nathalie Collin est titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et fiscalité de l'université Panthéon-Assas Paris 2 et diplômée de l'ESSEC. Après avoir été consultante au cabinet Arthur Andersen de 1987 à 1990 puis de 1992 à 1993 et Directrice Financière de la Cité mondiale des vins et spiritueux de 1990 à 1992, elle devient Directrice financière France d'Interleaf en 1993, puis Directrice Financière Europe et Executive Vice-President Finance d'Interleaf en 1995. De 1997 à 2009, elle occupe différentes fonctions au sein d'EMI Music France, dont elle devient Présidente du Directoire en 2002. Elle est Co-Présidente du Directoire de Libération de 2009 à 2011, puis Directrice générale du groupe Le Nouvel Observateur de 2011 à 2014. En 2014, elle rejoint le groupe La Poste où elle occupe les fonctions de Directrice Générale Adjointe en charge du Numérique et de la Communication, avant de devenir Directrice Générale de la branche grand public et numérique en mars 2021. Elle a été membre du Conseil économique social et environnemental et du Conseil national du numérique jusqu'en 2021. Elle est administratrice de GeoPost, de CNP Assurances et de l'Institut national de recherche en sciences et technologies du numérique (INRIA)

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe et Directrice Générale de la Branche Grand Public et Numérique du groupe La Poste

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directrice Générale Adjointe	La Poste	France
Administratrice	GeoPost	France
Administratrice	CNP Assurances	France
Administratrice	l'Institut national de recherche en sciences et technologies du numérique (INRIA)	France
Membre du Comité d'Orientation	Docaposte	France
Membre du Comité d'Orientation	LP11	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Administratrice de La Banque Postale (France)
- Membre du Comité d'Orientation de Mediapost (France)

Bruno CRÉMEL, 59 ans

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil : 16 mai 2019
Dernier renouvellement : 28 juin 2023
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité des risques et de l'audit
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Analyse financière
- Stratégie
- Management/Gouvernance

Centralien, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA (Inspection générale des finances), Bruno Crémel a débuté sa carrière en tant qu'Inspecteur des finances, avant d'intégrer le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie en tant que responsable du bureau Banques et Assurances publiques, Service des participations de l'État où il a notamment piloté la privatisation de plusieurs banques et sociétés d'assurance publiques. De 1998 à 2000, il a exercé au sein du groupe Kering, les fonctions de Directeur du Plan et de la Stratégie en tant que membre du Comité exécutif, puis de Président du Directoire de PPR Interactive. De 2000 à 2002, il occupe les fonctions de Directeur de cabinet de Laurent Fabius, ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. De 2002 à 2006, il est Directeur Général de la FNAC. De 2006 à 2012, il a été General Partner et membre du Comité exécutif du fonds d'investissement LBO France, où il a notamment réalisé les acquisitions de Maisons du Monde et de Promovacances. Il est nommé Président-Directeur Général de Darty France en 2012. En mai 2014, il rejoint le fonds d'investissement Partech dont il est General Partner et Directeur Général Délégué depuis mai 2016.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- General Partner et Directeur Général Délégué de Partech Partners

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directeur Général Délégué	Partech Partners	France
Président	Partech Growth GP	France
Président	Partech Growth II Holding	France
Président du Conseil d'administration	Artaris	France
Administrateur	Evaneos	France
Membre du Comité stratégique	Rouje	France
Administrateur	Weglot	France
Administrateur	Fonds de Dotation Française du Louvre	France
Administrateur	Studocu	Pays-Bas
Administrateur	Channable	Pays-Bas
Administrateur	Payt	Pays-Bas
Board observer	TransferRoom	Royaume-Uni

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Administrateur de Sendinblue (France)
- Administrateur de Made.com (UK)
- Administrateur de M-Files (Finlande)
- Membre du Conseil de surveillance d'Exporo (Allemagne)

Gilles DENOYEL, 70 ans

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 16 mai 2019
Dernier renouvellement : 28 juin 2023
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Président du Comité de suivi des engagements nucléaires
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Banque/Finance
- Haute administration
- RSE/Gouvernance

Ingénieur des Mines ParisTech, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA, Gilles Denoyel est nommé Inspecteur des finances au ministère de l'Économie et des Finances en 1981 avant de rejoindre, en 1985, la Direction du Trésor où il est responsable successivement, notamment, du CIRI, du Bureau des marchés financiers, de la sous-direction des assurances et *in fine* du programme de privatisation. En 1996, il rejoint le CCF comme Directeur financier, puis Secrétaire Général en charge de la stratégie et des opérations, puis Directeur Général Adjoint Finances : à ce titre, il joue un rôle actif dans l'intégration du CCF dans le groupe HSBC. En 2004, il est nommé administrateur-Directeur Général Délégué, chargé successivement des fonctions centrales, de la gestion d'actifs et de l'assurance puis de l'ensemble des fonctions de risques et de contrôle et des relations avec les autorités de régulation. De 2015 à 2016, il est Président *International Institutional Relations* de HSBC pour l'Europe. Il a été en outre Président du groupe des banques sous contrôle étranger en France de 2006 à 2016 et Trésorier de l'Association Française des Banques de 2004 à 2016. Membre du Conseil de surveillance de Rothschild & Cie de mai 2020 à décembre 2023, Gilles Denoyel est, depuis mai 2018, Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Holding et membre du Conseil de surveillance de Memo Bank depuis janvier 2018. Il est par ailleurs membre du Conseil d'administration de l'Institut Aspen France.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Holding

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Président du Conseil d'administration	Dexia Holding	Belgique
Président du Conseil d'administration	Dexia	France
Membre du Conseil de surveillance	Memo Bank	France
Administrateur	Institut Aspen France	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de surveillance Rothschild & Cie (France)

Anne-Marie DESCÔTES, 65 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 28 novembre 2022
Dernier renouvellement : 28 juin 2023
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Analyse stratégique
- Relations internationales et de l'UE
- Diplomatie d'influence

Ancienne élève de l'École normale supérieure et de l'École nationale d'administration, Anne-Marie Descôtes est également agrégée d'allemand, titulaire d'un DEA d'études germaniques et d'une licence d'histoire de l'art. Après avoir enseigné l'allemand pendant deux ans, elle est attachée culturelle à l'ambassade de France à Bonn de 1987 à 1990. À sa sortie de l'ENA, elle est nommée à la direction de la coopération européenne au ministère des Affaires étrangères où elle suit d'abord les dossiers concernant les relations extérieures de la communauté, puis les affaires communautaires internes, en particulier la création du pilier JAI (1994-1997), avant de devenir conseillère technique au cabinet de Pierre Moscovici, ministre délégué aux Affaires européennes (1997-2001). De 2001 à 2005, elle occupe les fonctions de conseillère chargée de l'élargissement et de l'Europe centrale et du Sud-Est à la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles. Elle est ensuite conseillère Europe et ex-URSS à Washington de 2005 à 2008, directrice de l'Agence pour l'enseignement français à l'étranger (AEFE) de 2008 à 2013, puis Directrice générale de la mondialisation, de la culture, de l'enseignement et du développement international de 2013 à 2017. Après avoir été ambassadrice extraordinaire et plénipotentiaire de France en Allemagne de 2017 à 2022, elle est nommée, le 30 août 2022, Secrétaire Générale du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères. Elle a été élevée à la dignité d'ambassadrice de France le 25 novembre 2020. Anne-Marie Descôtes est administratrice d'Orano, de l'Institut national du service public (INSP) et de l'Institut Français, entre autres, depuis 2022, et membre du think tank European Council on Foreign Relations (ECFR) et du German Marshall Fund.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Secrétaire Générale du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Orano	France
Administratrice	Agence nationale des titres sécurisés	France
Administratrice	Institut national du service public (INSP)	France
Administratrice	Institut Français	France
Administratrice	Sorbonne Abou Dhabi	France
Administratrice	Institut des Hautes Études de Défense nationale	France
Administratrice	Institut du Monde arabe	France
Administratrice	France médias monde	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Présidente du Conseil d'administration de France Éducation International (France)

Bruno EVEN, 57 ans

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Ancien élève de l'École Polytechnique, et titulaire d'un master of Science, (aéronautique et espace) de l'ISAE-SUPAERO, Bruno Even intègre le ministère de la Défense en 1992 afin de développer le segment spatial du satellite Helios. En 1997, il est nommé conseiller technique du Directeur des affaires stratégiques, de la sécurité et du désarmement au sein du ministère des Affaires étrangères puis rejoint, en 1999, le Groupe Safran où il occupe divers postes de direction au sein d'Helicopter Engines (ex-Turbomeca) avant d'être nommé CEO de Safran Electronics & Defense (ex-Sagem) en 2013 puis CEO de Safran Helicopter Engines en 2015. Il est Chief Executive Officer d'Airbus Helicopters et membre du Comité exécutif du Groupe Airbus depuis avril 2018.

Autres mandats et fonctions exercées

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Chief Executive Officer d'Airbus Helicopters et membre du Comité exécutif du Groupe Airbus

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Chief Executive Officer	Airbus Helicopters	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant

Delphine GENY-STEPHANN, 56 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 12 mai 2022
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de responsabilité d'entreprise
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Industrie
- Stratégie
- RSE/Gouvernance

Ingénieure issue de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées et diplômée du MBA du Collège des ingénieurs, Delphine Gény-Stephann débute sa carrière en 1994 à la Direction Générale du Trésor du ministère de l'Économie et des Finances. En 1999, elle intègre l'Agence des participations de l'État et siège au sein du Conseil d'administration de plusieurs entreprises à participation publique. Delphine Gény-Stephann rejoint le pôle des Matériaux haute performance du groupe Saint-Gobain en 2005 en tant que Directrice du Développement, puis Directrice Financière de l'activité Matériaux céramiques. En 2013, elle est chargée des fusions-acquisitions et est nommée Directrice *External Venturing* du groupe. En 2014, elle devient Directrice du plan et de la stratégie de la Compagnie de Saint-Gobain, membre du Comité de Direction Générale du groupe, avant d'être nommée Directrice Générale de l'activité Carbure de Silicium et Quartz. En novembre 2017, elle est nommée Secrétaire d'État auprès du ministre de l'Économie et des Finances, fonction qu'elle exerce jusqu'en octobre 2018. Delphine Gény-Stephann est consultante depuis 2019 et elle exerce, depuis fin 2022, une mission de conseil au sein du Conseil consultatif (« *Advisory Council* ») constitué par la banque Morgan Stanley auprès de son bureau de Paris. Elle est également administratrice de Thales et d'Eagle Genomics, membre du Comité d'orientation et du Comité de mission de GENEO Partenaires SAS et du Comité de surveillance de la Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement (maison mère du groupe Saur).

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Consultante

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administratrice	Thales	France	C
Administratrice	Eagle Genomics	Royaume-Uni	
Membre du Comité de surveillance	Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SAS	France	
Membre du Comité d'orientation et du Comité de mission	GENEO Partenaires SAS	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

Marie-Christine LEPETIT, 63 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 7 mai 2012
Dernier renouvellement : 6 mai 2021
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024
Autre(s) fonction(s) : Présidente du Comité des risques et de l'audit et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité des engagements
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Audit/Finance,
- Stratégie,
- Climat/Environnement

Ancienne élève de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration (ENA), Marie-Christine Lepetit a intégré l'Inspection générale des finances en 1987 où elle a exercé des fonctions d'audit et de conseil. En 1991, elle a été recrutée par Jean Lemierre à la Direction Générale des impôts pour y mettre en place un contrôle de gestion. En janvier 1995, elle a été responsable des travaux de synthèse au service de la législation fiscale avant de rejoindre le cabinet du Premier ministre Alain Juppé comme Conseiller technique en fiscalité et études macroéconomiques, puis en fiscalité et PME de 1995 à 1997. Elle poursuit sa carrière à la Direction Générale des impôts pour améliorer la qualité de service (déclaration préremplie, téléprocédures, certification). Nommée Directrice de la législation fiscale au ministère de l'Économie et des Finances en 2004, elle a accompagné à ce titre les réformes fiscales de 2004 à 2012. En parallèle, elle a co-présidé le groupe de travail sur la réforme du financement de la protection sociale en 2006 et co-signé le rapport de la conférence d'experts sur la contribution climat énergie présidée par Michel Rocard. Elle a également participé au Comité pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directeur Associé et a été membre de la Commission de rénovation et déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle a dirigé l'inspection générale des finances de 2012 à 2022 et exerce depuis lors la fonction d'Inspectrice générale des finances (travaux de conseil). Elle est membre du Comité des risques et du contrôle interne de la Fondation des apprentis d'Auteuil depuis avril 2019 et du Conseil des prélèvements obligatoires depuis décembre 2023.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Inspectrice générale des finances

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre du Comité des risques et du contrôle interne	Fondation des apprentis d'Auteuil	France
Membre	Conseil des prélèvements obligatoires	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Administratrice de l'Institut d'études politiques de Paris (France)

Claire PEDINI, 59 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil : 12 mai 2016
Dernier renouvellement : 28 juin 2023
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise et membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Ressources Humaines/Enjeux humains
- Climat/Environnement
- Communication/Relations investisseurs

Diplômée de l'École des hautes études commerciales et titulaire d'un master de gestion des médias de l'École supérieure de commerce de Paris, Claire Pedini entre en 1988, chez Total en tant que Contrôleur de Gestion. Elle devient Responsable de l'introduction et de la cotation du groupe à la Bourse de New York en 1991, puis Directrice de la communication financière en 1992, Directrice du service de presse en 1994 et Directrice du département nouvelles technologies de l'information en 1997. En 1998, elle rejoint Alcatel en tant que Directrice de la communication financière, puis devient successivement Directrice de la communication financière et des relations institutionnelles en 2001, Directrice Financière Adjointe en 2004, Directrice des Ressources humaines et de la Communication en 2006, année au cours de laquelle elle devient membre du Comité exécutif, Directrice des Ressources humaines, de la Communication et de l'Immobilier en 2007 et Directrice Exécutive d'Alcatel-Lucent, Directrice des Ressources humaines et de la Transformation en 2009. Claire Pedini a été administratrice d'Arkema de 2010 à 2016. Nommée Directrice Générale Adjointe chargée des Ressources Humaines pour le Groupe Saint-Gobain en juin 2010, elle est ensuite nommée Directrice Générale Adjointe, Ressources Humaines et Transformation Digitale jusqu'en janvier 2019. Elle est actuellement Directrice Générale Adjointe, Directrice des Ressources Humaines et de la Responsabilité Sociale d'Entreprise.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe, Directrice des Ressources Humaines et de la Responsabilité Sociale d'Entreprise de Saint-Gobain – Membre du Comité exécutif de Saint-Gobain

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Directrice Générale Adjointe	Saint-Gobain	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

Philippe PETITCOLIN, 72 ans

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil : 16 mai 2019
Dernier renouvellement : 28 juin 2023
Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Président du Comité des engagements, membre du Comité de la stratégie et membre du Comité des risques et de l'audit
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Direction générale
- Industrie
- Stratégie internationale

Licencié en mathématiques et diplômé du Centre de perfectionnement aux affaires, Philippe Petitcolin débute sa carrière comme responsable export de la société Europrim puis devient responsable de zone export de la filiale d'Alcatel-Alstom, Filotex. En 1982, il est nommé Directeur Commercial Aéronautique de la société Chester Cable aux États-Unis. Il revient au sein de la société Filotex en tant que Directeur Export en 1984. En 1988, il rejoint Labinal comme Directeur Commercial Adjoint avant d'être nommé Directeur Commercial et Marketing de la Division Systèmes Aéronautiques, dont il devient Directeur Général en 1995. De 1999 à 2001, il prend le poste de Directeur Général de la Division Filtrauto de Labinal, qu'il cumule avec celui de Directeur Général de l'activité Matériaux de friction suite au rachat de Filtrauto par Valeo. En mai 2001, il prend des fonctions de Direction Générale de Labinal (devenue Safran Electrical & Power) et en devient Président-Directeur Général en novembre 2004. En 2006, il est nommé Président-Directeur Général de Snecma (devenue Safran Aircraft Engines). De 2011 à 2013, il est nommé Président-Directeur Général des activités défense et sécurité de Safran ainsi que Président-Directeur Général de Safran Electronics & Defense. De juillet 2013 à juillet 2015, il est Président-Directeur Général de Safran Identity & Security. Il est nommé administrateur et Directeur Général de Safran en avril 2015, poste qu'il occupe jusqu'au 31 décembre 2020. À la même date, il devient membre du Board de l'association européenne *The Aerospace and Defence Industries* (ASD). Il est aujourd'hui Président du Conseil d'administration d'Alstom et du Conseil de surveillance de Diot-Siaci et administrateur de Pernod Ricard.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administrateur de sociétés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président du Conseil d'administration	Alstom	France	C
Président du Conseil de surveillance	Diot Siaci	France	
Administrateur	Pernod Ricard	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Administrateur et Directeur Général de Safran (France)
- Administrateur de Suez (France)
- Administrateur de KNDS (Pays-Bas)
- Administrateur Belcan Corporation (États-Unis)

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Michèle ROUSSEAU, 67 ans

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil : 30 septembre 2016

Dernier renouvellement : 6 mai 2021

Échéance du mandat en cours : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de responsabilité d'entreprise

Nationalité : Française

Compétences clés :

- Énergie/Nucléaire
- Direction générale
- Climat/Environnement

Diplômée de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur général des mines, Michèle Rousseau a débuté sa carrière à la DRIRE Nord-Pas-de-Calais en qualité de Chef de la Division Environnement. Elle a rejoint successivement le ministère de l'Environnement pour s'occuper de déchets, puis celui de l'industrie où elle occupe les postes de Directeur Adjoint de la Direction de la sûreté des installations nucléaires, en charge du contrôle du parc nucléaire d'EDF. Elle rejoint ensuite l'Agence Nationale pour la Valorisation de la Recherche (ANVAR), en qualité de Directrice Générale Adjointe, où elle a conduit les politiques d'aide aux projets innovants des PME, puis le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, en qualité de Directrice de la demande et des marchés énergétiques. Ses principales missions furent l'élaboration du nouveau cadre législatif et réglementaire dû à l'ouverture des marchés européens de l'électricité et du gaz et le développement des économies d'énergie et des énergies. Ayant réintégré le ministère de l'Écologie et du Développement durable, en qualité de Secrétaire Générale, elle a été nommée en 2008 Directrice, Commissaire Générale Adjointe au développement durable, en charge notamment de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. En 2011, elle a été nommée Directrice générale de l'Agence de l'eau Seine-Normandie, avant de rejoindre en 2016 le Conseil général de l'environnement et du développement durable où elle a été Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts-de-France. Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières jusqu'en mars 2023, Michèle Rousseau a été administratrice de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) jusqu'au 10 mars 2024.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Administratrice

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Présidente du Conseil d'administration du Bureau de Recherche Géologiques et Minières - BRGM (France)
- Administratrice de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) (France)

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT

Alexis ZAJDENWEBER, 48 ans

Administrateur - Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil : 23 septembre 2022
Dernier renouvellement : 21 novembre 2022
Échéance du mandat en cours : 20 novembre 2026
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie et du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Haute Administration
- Finance/Audit comptabilité/M&A
- Gouvernance

Diplômé de l'Institut d'études politiques (IEP) de Paris, ancien élève de l'École nationale d'administration, Alexis Zajdenweber a débuté sa carrière en 2003 en tant qu'adjoint au chef du bureau épargne et marchés financiers de la direction du Trésor au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. En 2006, il devient adjoint au chef du bureau financement et développement des entreprises de la direction du Trésor et de la politique économique. En 2007, il est détaché comme conseiller concurrence et aides d'État, droit des sociétés et gouvernance d'entreprise au service Affaires économiques, financières et monétaires à la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles. Il retrouve la Direction Générale du Trésor en 2009 comme chef du bureau des services bancaires et des moyens de paiement puis occupe en 2011 les fonctions de chef du bureau des investissements, de la lutte contre la criminalité financière et des sanctions. En juillet 2012, il est nommé conseiller chargé du secteur financier au cabinet du ministre de l'Économie et des Finances. En 2014, il rejoint l'Agence des participations de l'État (APE) comme sous-directeur, chargé de la direction de participations Énergie. Il rejoint en mai 2017 la présidence de la République comme conseiller économie, finances, industrie. Alexis Zajdenweber est Commissaire aux participations de l'État depuis septembre 2022 et dirige depuis cette date l'APE. Il est administrateur de Bpifrance, Renault, la SNCF et Thales.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Commissaire aux participations de l'État

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administrateur	Renault	France	C
Administrateur	SNCF	France	
Administrateur	Thales	France	C
Administrateur	Bpifrance	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS

Christophe BEGUINET, 59 ans

Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des risques et de l'audit et du Comité de responsabilité d'entreprise
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Énergie/Nucléaire/Stratégie
- Climat/Environnement

Diplômé de l'Institut National des Sciences et Techniques du Nucléaire et de l'École Nationale Supérieure de Physique de Grenoble, Christophe Béguinet a débuté sa carrière dans des activités de Recherche et Développement au sein de la filière nucléaire en 1991. Il a ensuite contribué à la prise en compte des premières politiques énergétiques Européennes avec la séparation des réseaux de transport des producteurs. Il a ensuite rejoint la Direction EDF GDF Services avant de participer en 1999 à l'adaptation de l'entreprise au développement de l'internet à la Direction de la Stratégie. En 2001, il s'engage au sein de la Direction Commerce dans la préparation d'EDF à l'ouverture des marchés pour les entreprises et ensuite pour les particuliers. Il est Directeur Commercial PME-Pro pour les régions Centre-Val de Loire, Poitou-Charentes et Limousin en 2013 avant de rejoindre Enedis où il est membre du Conseil de surveillance représentant les salariés de 2017 à 2022. Christophe Béguinet est également Chargé d'Enseignement à l'Université de Montpellier en master économie de l'énergie. Il est parrainé par la CFDT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Chargé de Mission auprès de la Direction Talents et Dynamique Managériale d'Enedis

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur	Conseil d'administration de l'Institut polytechnique de Grenoble	France
Administrateur	Maison de l'Europe de Paris	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Membre représentant les salariés au sein du Conseil de surveillance d'Enedis (France)

Aurélie FRIONNET, 47 ans

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des engagements et du Comité de suivi des engagements nucléaires
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Énergie/Nucléaire
- Stratégie
- Climat/Environnement

Ingénieure diplômée de l'Institut National des Sciences Appliquées (INSA) de Lyon et d'un DEA de Génie Civil, Aurélie Frionnet a débuté son parcours professionnel en 2000 en tant qu'ingénieur travaux chez OTV, filiale du groupe Vivendi en charge de la construction d'usines de traitement d'eau potable et d'eaux usées. Elle intègre en 2001 le Centre National d'Équipements de Production d'Électricité (CNEPE) d'EDF en tant qu'ingénieur de projet sur le réexamen de sûreté mené sur l'ensemble du parc nucléaire à la suite de la tempête de 1999. En 2005, elle rejoint le Centre National d'Équipement Nucléaire (CNEN) où elle occupe successivement des fonctions d'ingénieur d'études et de management dans les domaines du génie civil puis de la sûreté nucléaire sur les projets EPR en France et au Royaume-Uni. En 2015, elle rejoint la Direction de la Stratégie du Groupe comme chargé d'études stratégiques dans les domaines nucléaire, hydraulique et thermique à flamme. Depuis 2021, elle est chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique sur la thématique de la résilience et de l'adaptation du parc de production aux aléas climatiques à long terme. Aurélie Frionnet est parrainée par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT) d'EDF

Mandats/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Groupe Immobilière 3F	France

Mandats expirés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Fabrice GUYON, 51 ans

Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil : 16 février 2023
Dernier renouvellement : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des risques et de l'audit et du Comité de suivi des engagements nucléaires
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Énergie/Nucléaire
- RSE/Volet social
- Relations parties prenantes

Titulaire d'un BTS Contrôle industriel et régulation automatique (CIRA), Fabrice Guyon a débuté sa carrière chez EDF en intégrant en 1992 le CNPE de Chinon en tant qu'apprenti au sein du service de conduite. Il occupe par la suite plusieurs postes au sein du service d'exploitation du CNPE de Chinon (opérateur, pilote de tranche, chargé de consignation, cadre technique puis chef d'exploitation délégué) de 1994 à 2012. Détaché syndical depuis 2012, il exerce successivement les responsabilités de responsable local, Secrétaire adjoint du Comité d'Entreprise Européen, coordinateur pour le Comité Groupe France et coordinateur à la Direction Production Nucléaire et Thermique, entre 2012 et 2023. Il est membre du Dialogue social sectoriel de l'électricité. Fabrice Guyon est aujourd'hui Chargé de Mission à l'action territoriale du CNPE de Chinon. Il est parrainé par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargé de Mission à l'action territoriale du CNPE de Chinon (EDF)

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Gérald LACOSTE, 48 ans

Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité des risques et de l'audit et membre du Comité de responsabilité d'entreprise
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Énergie/Nucléaire
- Finance/Audit comptabilité
- RSE volet social

Titulaire d'un BTS Action Commerciale, Gérald Lacoste a débuté son parcours professionnel chez EDF-Gaz de France Services dans le domaine de la clientèle en 1998. En 2003, il est diplômé de l'École Supérieure de Gestion, spécialité audit et expertise comptable, et rejoint la Direction des achats Groupe d'EDF où il a occupé différents postes dans le domaine finance et gestion. À compter de 2016, il est élu représentant du personnel puis il poursuit son parcours syndical au siège d'EDF en 2019 où il exerce les responsabilités de Secrétaire du Comité Social et Economique, Coordonnateur CFE-CGC du Comité de Groupe France et membre du Comité d'Entreprise Européen. Il fait partie de l'équipe fédérale de la CFE-CGC Énergies de 2019 à 2023. Gérald Lacoste est chargé de mission Pilotage et Appui à la Direction de la Communication Groupe d'EDF depuis février 2024. Gérald Lacoste est parrainé par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargé de mission Pilotage et Appui à la Direction de la Communication Groupe d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Sandrine LHENRY, 50 ans

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil : 28 juillet 2021
Dernier renouvellement : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de la stratégie, du Comité des risques et de l'audit et du Comité de responsabilité d'entreprise
Nationalité : Française

Compétences clés :

- Communication
- RSE/volet social
- RSE Gouvernance

Diplômée du Conservatoire National des Arts et Métiers (CNAM) et titulaire d'un Master II RH & RSE de l'Institut d'administration des entreprises (IAE) Paris Sorbonne, Sandrine Lhenry a débuté sa carrière dans les Industries électriques et gazières (IEG) en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans le domaine de la clientèle. De 2014 à 2017, elle est en charge du dialogue social de la branche des IEG au sein de l'équipe dirigeante de la fédération nationale FO Énergies et mines, puis elle est Secrétaire Générale adjointe de la fédération de 2017 à 2020. Chargée de mission à la Direction de la Communication & RSE d'Enedis jusqu'en 2022, elle est actuellement chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique. Sandrine Lhenry est parrainée par FO.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT) d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre titulaire	Conseil Supérieur de l'Énergie	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Cécile PICHOT, 50 ans

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil : 23 novembre 2023
Échéance du mandat en cours : 22 novembre 2027
Autre(s) fonction(s) : Membre du Comité de responsabilité d'entreprise et du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Nationalité : Française

Compétences clés :

- RSE/Volet social
- Ressources humaines/Enjeux humains
- Énergie/Nucléaire

Cécile Pichot débute sa carrière en 1997 en tant que responsable qualité chez Delattre Levivier SCTN, entreprise spécialisée dans la logistique en environnements amiantés ou radioactifs. En 1998, elle rejoint la branche Commerce d'EDF en qualité de conseillère clientèle en appui des agences de la plaque Centre-Ouest. Elle intègre par la suite le CNPE de Chinon, où elle exercera plusieurs fonctions dont des missions d'audit au sein du Service Sûreté Qualité. En 2005, elle devient chargée d'affaires en transport radioactif au Service Moyens de Site puis animatrice qualité en 2009 et accompagne la mise en place du Système de Management Intégré (SMI). Entre 2013 et 2022, elle est chargée de piloter l'enjeu du transport de marchandises dangereuses dans le cadre de ses fonctions d'ingénieur Environnement Transport Radioprotection du Service Sûreté Qualité pour le CNPE de Chinon, la Direction Industrielle et la DP2D. Elle obtient en 2020 un Master Santé Sécurité Environnement à l'Université de Nantes. En 2022, elle rejoint la Division Production Nucléaire (DPN) et intègre l'Unité technique opérationnelle (UTO) pour assurer les qualifications d'un portefeuille de fournisseurs du parc en exploitation d'EDF et pour le nouveau nucléaire. Aujourd'hui Chargée de Mission à la Division Programme et Stratégie de la Direction Parc Nucléaire et Thermique (DPNT), Cécile Pichot est parrainée par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Chargée de Mission à la Division Programme et Stratégie, Direction Parc Nucléaire et Thermique (DiPS/DPNT)

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

4.2.2 *Fonctionnement du Conseil d'administration*

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes du fonctionnement et les modalités d'exercice du Conseil et de ses Comités. Il précise le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général. Il est régulièrement mis à jour, notamment afin de tenir compte des évolutions législatives et réglementaires et des évolutions du Code AFEP-MEDEF (voir la section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »).

4.2.2.1 Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil

Les statuts d'EDF fixent la durée du mandat des administrateurs à quatre ans.

Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2014-949 du 20 août 2014 portant application de l'ordonnance du 20 août 2014, le Représentant de l'État est nommé pour une durée égale à celle du mandat des membres du Conseil d'administration, soit pour un mandat de quatre ans.

En application de l'article 13 des statuts d'EDF, le Conseil d'administration se renouvelle par roulement, hors administrateurs élus par les salariés et représentant de l'État nommé par décret, de manière telle que ce roulement porte sur la moitié (ou sur le nombre entier le plus proche) des administrateurs élus par l'Assemblée générale tous les deux ans et que le renouvellement du Conseil soit complet, pour les administrateurs concernés, à l'issue de chaque période de quatre ans (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Les administrateurs sont nommés et peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire. Conformément aux articles 12 et 25 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du tribunal judiciaire statuant selon la procédure accélérée au fond à la demande de la majorité des membres du Conseil. Cependant, dans le cas où des dissensions graves entravent l'administration de la Société, la révocation prononcée par l'Assemblée générale peut s'étendre aux représentants des salariés. Le Représentant de l'État cesse ses fonctions par démission ou s'il perd la qualité en vertu de laquelle il a été nommé ; il peut être remplacé à tout moment pour la durée du mandat restant à courir.

4.2.2.2 Nomination et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République, sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014. En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, il est nommé après avis des commissions compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant.

Sous réserve des dispositions légales particulières applicables aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessous), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

4.2.2.3 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Aux termes du règlement intérieur du Conseil, les administrateurs se réunissent une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire stratégique, qui se déroule en présence du Comité exécutif d'EDF. Enfin, le règlement intérieur du Conseil d'administration prévoit qu'est organisée chaque année une réunion hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*), dont la présidence est assurée par le Président du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre, conformément à son intérêt social, en prenant notamment en considération les enjeux sociaux et environnementaux de son activité et la raison d'être d'EDF (voir les sections 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et 1.3.2 « Priorités de la stratégie »), dont il suit le déploiement à travers le Groupe. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Le Conseil d'administration délibère, après étude le cas échéant par le ou les Comités compétents, sur le budget annuel, et le plan à moyen terme, toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de la Société et sur le contrat de service public (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »). Il examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités et les risques tels que les risques financiers, juridiques, opérationnels, sociaux et environnementaux, en particulier les risques et opportunités liés au changement climatique et leur impact sur la stratégie du Groupe, ses activités et ses actifs ainsi que les mesures prises en conséquence. Il s'assure de la mise en œuvre par la Société d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence et d'une politique de non-discrimination et de diversité (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Aux termes de son règlement intérieur, mis à jour le 28 juin 2023, le Conseil d'administration est compétent, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe, pour approuver ou autoriser les opérations et sujets suivants :

Plan stratégique d'entreprise	Plan stratégique présentant les actions à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »).
Opérations financières	Emprunts à long terme, opérations de gestion de dette, de titrisation ou de couverture >5 milliards d'euros (ou contre-valeur en devises).
Investissements et désinvestissements	Opérations de croissance externe, désinvestissement, croissance organique et opérations boursières réalisées par EDF ou ses filiales >350 millions d'euros ou > 150 millions d'euros si hors orientations stratégiques.
Programmes industriels	Programmes industriels d'investissements ou de travaux sur actifs existants d'EDF et de ses filiales >350 millions d'euros.
Opérations dans le domaine immobilier	Opérations réalisées par la Société ou ses filiales >200 millions d'euros.
Contrats et marchés (hors combustible)	Contrats et marchés de fournitures, travaux ou services conclus par EDF > 350 millions d'euros, ou > 200 millions d'euros en cas de nouvelle orientation stratégique ou de nouveau métier.
Stratégie combustible	Stratégie du Groupe en matière d'opérations relatives au cycle du combustible nucléaire et de programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs en combustibles et services aval.
Achats ou ventes d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2	Achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par EDF ou ses filiales portant sur des volumes ou montants annuels > 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz et 250 millions d'euros pour le charbon, le fioul, la biomasse, les crédits d'émission et quotas de CO_2.
Accords stratégiques	Accords stratégiques constituant des engagements de coopération ou de partenariat d'EDF avec des partenaires étrangers dans le domaine nucléaire, impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies.
Sécurisation du financement des charges nucléaires	Politique de sécurisation du financement des charges nucléaires d'EDF (voir la section 4.2.3.4 « Comité de suivi des engagements nucléaires ») et approbation des projets d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés dépassant certains seuils en cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires.
Orientations stratégiques soumises au Comité social et économique central d'EDF	Orientations stratégiques d'EDF soumises au Comité social et économique central d'EDF en application des articles L. 2312-17 et L. 2312-19 du Code du travail.
Politique en matière d'égalité professionnelle et salariale	Politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale en application de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce.

En application de l'article L. 311-5-7 du Code de l'énergie, le Commissaire du Gouvernement peut s'opposer aux décisions d'investissement dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique élaboré par la Société ou avec ceux de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »).

4.2.2.4 Équilibre dans la répartition des pouvoirs

Le Conseil d'administration donne annuellement, à l'occasion de l'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités, son appréciation de l'organisation et de l'équilibre des pouvoirs tels qu'ils résultent du règlement intérieur du Conseil, et en particulier des limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Président-Directeur Général (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessus). Le Conseil estime que le dispositif en vigueur assure un équilibre satisfaisant, dans l'intérêt de la Société, entre le dirigeant mandataire social exécutif et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaires dans l'administration et la gestion de la Société.

La question de l'équilibre dans la répartition des pouvoirs entre le Président-Directeur Général et le Conseil est également débattue régulièrement à l'occasion des *executive sessions* (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Enfin, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance est chargé d'examiner et de donner son avis sur les éventuelles situations de conflit d'intérêts dont il aurait connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et d'en rendre compte au Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »).

4.2.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Nombre total d'administrateurs	18
Nombre d'administrateurs indépendants	5
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	41,7 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Le Code AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir ce calcul.

Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le Conseil d'administration examine annuellement la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF. Il peut également être appelé à se prononcer en cours d'année, en cas d'évolution de la composition du Conseil ou de la situation d'un administrateur justifiant un réexamen de son indépendance.

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 6 février 2024, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 15 février 2024, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Nathalie Collin, Claire Pedini, Bruno Crémel et Philippe Petitcolin, et de Colette Lewiner dont le mandat a pris fin le 11 juin 2024.

Après avoir pris connaissance de l'avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 10 juin, le Conseil d'administration réuni le 11 juin 2024 a examiné la situation individuelle de Bruno Even et l'a qualifié d'administrateur indépendant au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF, sous réserve de sa nomination en qualité d'administrateur par l'Assemblée générale du 11 juin 2024.

Lors de sa réunion du 6 février 2025, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a réexaminé la situation des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF. Ne peuvent être qualifiés d'administrateurs indépendants :

- Luc Rémont, du fait de sa qualité de Président-Directeur Général, dirigeant mandataire social exécutif, (critère n° 1 prévu par l'article 10 du Code AFEP-MEDEF [1]) ;
- les administrateurs nommés sur proposition de l'État, en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, car ils « représentent », en vertu de ce texte, « les intérêts de l'État en sa qualité d'actionnaire » (critère n° 8) ;
- le Représentant de l'État, nommé en application des dispositions de l'article 2 de l'ordonnance du 20 août 2014, du fait de sa qualité de représentant de l'actionnaire d'EDF (critère n° 8) ;
- enfin, les administrateurs représentant les salariés ne font pas l'objet d'une évaluation, conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF.

S'agissant des relations d'affaires, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a examiné la situation de Nathalie Collin, Claire Pedini, Bruno Crémel, Bruno Even et Philippe Petitcolin (critère n° 3 prévu par le Code AFEP-MEDEF). Le Comité a examiné les liens d'affaires pouvant exister entre EDF et les sociétés dans lesquelles ces personnes exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels elles appartiennent, sur un plan quantitatif (importance des relations d'affaires pouvant exister entre la Société et ces sociétés et leurs groupes et des flux d'affaires recensés au cours de l'exercice 2024), ainsi que sur un plan qualitatif (position de la personne dans les sociétés concernées, nature des relations d'affaires, dépendance économique éventuelle, exclusivité, etc.). Il en ressort qu'aucune des sociétés ou Groupes dans lesquels Mmes Collin et Pedini et MM. Crémel, Even et Petitcolin exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ne peuvent être qualifiés de client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement ou conseil significatifs du groupe EDF et qu'EDF ne peut être considéré comme client ou fournisseur significatif de ces sociétés ou de leurs groupes. À l'issue de ces analyses, le Comité a donc conclu à l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant de ces personnes.

Après avis du Comité, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 20 février 2025, à l'évaluation de la situation individuelle de Nathalie Collin, Claire Pedini, Bruno Crémel, Bruno Even et Philippe Petitcolin, et a confirmé leur indépendance au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF, le Conseil ayant estimé qu'aucun d'entre eux n'entretient de relation avec la Société, son Groupe ou sa direction de nature à compromettre l'exercice de sa liberté de jugement.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration de la Société compte donc 5 administrateurs qualifiés d'indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul, soit une proportion de 41,7 %, supérieure au tiers recommandé par le Code AFEP-MEDEF.

Le tableau ci-après présente la situation des administrateurs qualifiés d'indépendants au regard des critères prévus par le Code AFEP-MEDEF :

	Critère n° 1	Critère n° 2	Critère n° 3	Critère n° 4	Critère n° 5	Critère n° 6	Critère n° 7	Critère n° 8	Qualification retenue
Nathalie Collin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Bruno Crémel	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Bruno Even	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Claire Pedini	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Philippe Petitcolin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant

✓ signifie que le critère est satisfait.

4.2.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités

Conformément aux dispositions du Code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil prévoit que le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil organise donc, une fois par an, un débat sur son fonctionnement et celui de ses Comités afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier notamment que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues.

Tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe indépendant, sous la direction du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Évaluation annuelle 2024

La dernière évaluation externe avait été menée en 2020, par un conseil indépendant, sous le pilotage du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance. Dans ce cadre, une évaluation de la contribution individuelle de chaque administrateur aux travaux du Conseil avait en outre été réalisée.

Compte tenu des modifications importantes intervenues dans la composition du Conseil d'administration au cours de l'exercice 2023, il a été décidé de reporter d'un an l'évaluation externe du Conseil et de ses Comités, qui a donc été réalisée en 2024. Cette évaluation a été confiée à un conseil indépendant, sélectionné à l'issue d'une procédure d'appel d'offres menée sous le pilotage du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance. L'évaluation a été réalisée par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs sur la base d'un questionnaire et d'un guide d'entretien élaborés par le conseil indépendant en lien avec la Présidente du Comité.

Les conclusions de cette évaluation ont été examinées lors d'une réunion du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance le 28 novembre 2024, avant d'être débattues par les administrateurs lors d'une *executive session* le 3 décembre 2024 puis présentées au Conseil d'administration le 15 janvier 2025.

Il ressort des résultats de cette évaluation que les administrateurs estiment que la culture de gouvernance du Conseil et le bon équilibre (diversité des profils et expertises) établi en son sein, permettent au Conseil de mener à bien ses missions, et ce alors même que l'entreprise a connu une activité soutenue et d'importantes évolutions (voir la section 4.2.2.9 « Activité du Conseil en 2024 »). Le Conseil est jugé professionnel et investi par ses membres. Le programme et les thématiques examinés lors des deux séminaires tenus en 2024 ainsi que la contribution du nouveau Comité des engagements ont également été salués. Enfin, la dynamique d'échanges, s'appuyant notamment sur la transparence des informations transmises, a de nouveau été soulignée.

Parmi les pistes d'améliorations identifiées figurent notamment des actions visant à :

- prioriser les travaux du Conseil, en poursuivant la réflexion sur la sélection des sujets abordés ;
- proposer davantage de benchmarks et d'analyses concurrentielles ou encore ;
- renforcer la visibilité sur la programmation des travaux du Conseil.

Dans le cadre de l'évaluation externe 2024, une évaluation de la contribution individuelle des administrateurs aux travaux du Conseil a été menée. Elle a donné lieu, comme en 2020, à des restitutions individuelles et confidentielles réalisées par le consultant indépendant auprès de chacun des administrateurs.

4.2.2.7 Information et formations des administrateurs

Information et formations

Le Président-Directeur Général veille à ce que les administrateurs disposent des informations nécessaires à l'exercice de leur mission et dans des délais de transmission leur permettant de l'accomplir dans les meilleures conditions.

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, celui-ci reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie, les engagements hors bilan de la Société et du Groupe et la performance des principales filiales de la Société lors de la présentation des comptes annuels et semestriels, ainsi que sur la politique en matière d'achats et de ressources humaines. Le Conseil d'administration est informé régulièrement de l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux auxquels la Société est confrontée, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale, sociétale et environnementale.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché et le contexte économique, financier et institutionnel est régulièrement remis aux administrateurs. La Société leur fournit également un reporting trimestriel sur les grands projets industriels du Groupe, et plus généralement toute information utile entre les séances du Conseil, si l'importance ou l'urgence de l'information le requiert.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe, y compris hors la présence du Président, sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil.

Le Conseil d'administration utilise une plateforme digitale qui permet une mise à disposition fluide, rapide et sécurisée des dossiers du Conseil et de ses Comités, ainsi que d'autres informations utiles pour la réalisation de ses missions.

La Société propose en outre aux administrateurs des formations complémentaires sur les spécificités et enjeux de la Société et du Groupe, ainsi que sur les thèmes spécifiques entrant dans les compétences des Comités au sein desquels ils siègent.

Une formation relative à la politique commerciale d'EDF et au *market design* a ainsi été organisée au profit des administrateurs salariés le 4 avril 2024. Par ailleurs, les formations administrateurs proposées en interne par l'Université Groupe du Management (UGM) en lien avec l'ESCP Business School ont également été ouvertes aux administrateurs, en complément des formations de l'Institut français des formations (IFA) déjà proposées. Ces formations « Administrateurs » portent notamment sur la maîtrise de l'information financière, du cadre juridique de la gouvernance et sur des mises en situation de position stratégique. Enfin des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu sont également organisées, les administrateurs étant notamment interrogés lors de l'évaluation du fonctionnement menée, tous les ans.

Formation des administrateurs en matière de climat et de responsabilité sociale et environnementale (RSE)

La Référente Climat du Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ») établit chaque année avec la Direction de l'entreprise, avant le début de l'exercice, un programme annuel de travail du Conseil et du Comité de responsabilité d'entreprise sur les enjeux climatiques et en matière de RSE.

Dans ce cadre, plusieurs ateliers spécifiques ont été organisés depuis 2021 permettant aux administrateurs de réaliser la Fresque climat [(1)], d'examiner et/ou de débattre des bilans des COP Climat et biodiversité avec des experts invités.

Afin de pérenniser ce format de sensibilisation et de discussion sur les enjeux du changement climatique, il a été décidé d'organiser un nouvel atelier en 2025 sur le thème de l'adaptation au changement climatique couplé à la visite d'un parc éolien *offshore* d'EDF.

Les administrateurs ont par ailleurs pu examiner l'évolution de la trajectoire carbone du Groupe lors d'un Comité de la Stratégie.

Enfin, au-delà de l'examen approfondi des enjeux RSE du Groupe lors de séances de Comités/d'ateliers dédiés, la plateforme de formation numérique interne au Groupe a été mise à la disposition des administrateurs en 2024. Elle comprend un parcours de formation dédiée aux enjeux RSE, construit autour de plusieurs modules relatifs aux principaux enjeux environnementaux et sociétaux de l'entreprise, ce qui permet aux administrateurs de s'approprier les engagements RSE du groupe EDF et d'identifier la déclinaison opérationnelle de ces engagements.

L'ensemble de ces initiatives s'inscrivent dans la gouvernance d'EDF sur les enjeux liés au climat, qui vise à porter les enjeux climatiques au plus haut niveau de la Société et à renforcer l'implication et l'engagement du Conseil sur l'ensemble de ces sujets, en lien avec la raison d'être d'EDF, et sur les questions de responsabilité sociale et environnementale (voir la section 3.1.2.2 « Compétences et expertises des organes d'administration, de direction et de surveillance sur les enjeux de durabilité »).

4.2.2.8 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir en toutes circonstances dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts (voir la section 4.4.1 « Conflits d'intérêts ») et s'abstenir de participer aux débats et au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et d'exercer leur mandat avec diligence. Les administrateurs sont tenus d'informer le Président et d'obtenir son accord préalablement à toute communication ou prise de position individuelle publique concernant la Société ou le Groupe.

Les administrateurs et le Président-Directeur Général sont également tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Outre le droit d'obtenir communication des documents et informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission, les administrateurs ont le devoir de demander l'information qu'ils jugent indispensable pour le bon exercice de leur mandat.

Aux termes du règlement intérieur, chaque administrateur s'engage à vérifier que sa situation est conforme aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF en matière de cumul de mandats et à tenir le Conseil informé des mandats qu'il exerce dans d'autres sociétés. Le Président-Directeur Général est tenu d'informer le Conseil d'administration préalablement à l'acceptation d'un mandat dans une société cotée.

4.2.2.9 Activité du Conseil d'administration en 2024

	2024	2023
Nombre de réunions	13**	14*
Taux moyen de présence	96,6 %	91,7 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 44 minutes	3 heures et 23 minutes

* *S'ajoutent à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique d'une journée, un atelier dédié au climat et une executive session.*

** *S'ajoutent à ce nombre de réunions la tenue de deux séminaires stratégiques d'une journée et une executive session.*

(1) Fondé sur les données issues des rapports scientifiques du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), la Fresque du Climat est un atelier participatif permettant aux participants d'intégrer les enjeux climatiques dans leur globalité.

Le tableau ci-dessous présente les taux de présence individuels au Conseil et dans les Comités, au cours de l'exercice 2024 :

Taux de présence individuel des administrateurs en 2024	Conseil d'administration	Comité de la stratégie	Comité des risques et de l'audit	Comité des engagements	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Luc Rémont	100 %	100 %					
Christophe Béguinet	100 %	100 %	80 %			100 %	
Nathalie Collin (1)	92 %		100 %	70 %			100 %
Bruno Crémel	92 %		100 %				
Gilles Denoyel	100 %				100 %		
Anne-Marie Descôtes	85 %	67 %					
Bruno Even (2)	100 %			100 %			
Aurélie Frionnet	92 %	100 %		80 %	75 %		
Delphine Gény-Stephann	100 %					100 %	
Fabrice Guyon	100 %	100 %	100 %		100 %		
Gérald Lacoste	100 %		100 %			100 %	
Marie-Christine Lepetit	92 %		100 %	100 %	100 %		
Colette Lewiner (3)	100 %				100 %		100 %
Sandrine Lhenry	100 %	100 %	100 %			100 %	
Claire Pedini	100 %					100 %	100 %
Philippe Petitcolin	92 %	67 %	100 %	100 %			
Cécile Pichot	100 %					100 %	100 %
Michèle Rousseau	100 %				100 %	100 %	
Alexis Zajdenweber	92 %	67 %					100 %

(1) Administratrice nommée membre et Présidente du CNRG le 28 juin 2024.

(2) Administrateur nommé administrateur indépendant par l'Assemblée générale le 11 juin 2024 et nommé membre du Comité des engagements par le Conseil du 28 juin 2024.

(3) Administratrice dont le mandat a pris fin le 11 juin 2024.

Activité en 2024

Le Conseil a tenu 13 réunions au cours de l'exercice 2024. Outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, il a notamment examiné ou autorisé des sujets tels que :

- l'actualité du programme de construction d'EPR2 en France et certains contrats et décisions associés (voir les sections 1.3.2 « Priorités de la stratégie » et 1.4.1.1.3 « Projets "Nouveau Nucléaire"») ;
- l'avancement du programme industriel de réparation de la corrosion sous contrainte (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation », « Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires ») ;
- le suivi des grands projets du Groupe : Hinkley Point C (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire »), EPR de Flamanville (voir la section 1.4.1.1.2.1 « le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » - « EPR de Flamanville 3 »), Sizewell C (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire »), NUWARD (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Small Modular Reactors ») et le programme du Grand carénage (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » - « Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le "Grand Carénage" ») ;
- des points réguliers sur la politique commerciale d'EDF et le *market design* ;
- le projet d'acquisition par EDF des activités « *nuclear steam power* » de General Electric (voir la section 1.4.1.1.5 « Arabelle Solutions ») ;
- la trajectoire financière du Groupe ;
- l'approbation de l'offre remise par EDF dans le cadre de l'appel d'offres d'Elektrárna Dukovany II en République tchèque (voir la section 1.4.1.1.3.3 « Développements à l'international ») ;
- la vente des actifs de stockage de gaz régulé d'Edison en Italie ;
- le projet de cession par Edison d'Elpedison en Grèce ;
- le développement, la construction et la vente d'un projet photovoltaïque dans l'Indiana (US) ;
- un point sur le projet de réponse du Groupe à l'appel d'offres éolien maritime du New Jersey (Atlantic Shores Offshore Wind) mis à jour ;
- le projet de construction par EDF PEI d'une centrale électrique dans la commune d'Ajaccio en Corse-du-Sud ;
- les rapports 2023 de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ;
- la préparation du passage de l'hiver 2024-2025 ;
- le rapport sur le contrôle interne inclus dans la lettre d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et la mise à jour de la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés d'EDF (voir la section 4.2.3.4 « Comité de suivi des engagements nucléaires ») ;
- la politique de risques sur les marchés de l'énergie ;
- le budget 2025 et le PMT 2025-2027 ;
- les orientations stratégiques d'EDF SA en vue de la consultation du Comité social et économique central d'EDF en application des articles L. 2312-17 et L. 2312-19 du Code du travail ;
- la politique d'EDF en matière d'égalité professionnelle et salariale ;

- divers sujets de gouvernance tels que la politique de rémunération des mandataires sociaux, la nomination d'un nouvel administrateur et l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs.

Le Conseil a par ailleurs pris connaissance, au cours de l'exercice écoulé, de l'ensemble des sujets examinés par les Comités du Conseil, sur la base des dossiers des Comités qui lui sont communiqués, et il en a débattu à l'occasion des comptes-rendus que font les Présidents de Comités lors la séance suivante du Conseil d'administration.

Séminaires stratégiques du Conseil d'administration

Les administrateurs se réunissent par ailleurs *a minima* une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire stratégique.

En 2024, un premier séminaire stratégique s'est tenu le 6 septembre et a porté sur les perspectives d'évolution du système électrique en France au service de la décarbonation à l'horizon 2035 et 2050 grâce notamment au développement des flexibilités. Un second séminaire a eu lieu les 26 et 27 septembre sur le site d'Hinkley Point C (Royaune-Uni). L'objectif de ce second séminaire a été, d'une part, de constater l'état d'avancement du chantier HPC au travers de visites et, d'autre part, d'examiner les enjeux clés des activités et projets nucléaires du Groupe.

Executive session

Le règlement intérieur du Conseil prévoit que chaque année soit organisée une réunion avec l'ensemble des administrateurs - hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*). La présidence est alors assurée par la Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance. À cette occasion, en 2024, les administrateurs ont notamment débattu des résultats de l'évaluation externe du Conseil et de ses Comités, de leur appréciation de l'animation du Conseil par le Président-Directeur Général, des points de satisfaction dans le fonctionnement du Conseil et des Comités et des pistes d'amélioration envisagées (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Groupe de travail d'administrateurs sur le projet d'entreprise du groupe EDF

Dans le cadre des travaux engagés pour l'élaboration du projet d'entreprise du Groupe « Ambition 2035 », le Conseil d'administration avait décidé, le 23 mai 2023, de mettre en place un processus spécifique de préparation, d'instruction et d'approfondissement de ses travaux et des délibérations qu'il pourrait être amené à prendre dans ce cadre.

Pour ce faire, il a constitué un groupe de travail d'administrateurs qui a eu pour mission de suivre l'élaboration du projet d'entreprise, en liaison avec la Direction d'EDF. Il a notamment examiné ses caractéristiques au regard de l'intérêt social d'EDF et de ses enjeux stratégiques, industriels, financiers et sociaux, et formulé des avis et recommandations utiles au Conseil, afin que ce dernier puisse débattre et délibérer en pleine connaissance de cause.

Présidé par Bruno Crémel, le groupe de travail comprenait également Colette Lewiner, Claire Pedini, Aurélie Frionnet et Alexis Zajdenweber. Il a été assisté dans ses travaux par des conseils juridiques et financiers. Le Groupe de travail a tenu 17 réunions entre mai 2023 et mai 2024.

4.2.3 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de six Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité de la stratégie, le Comité des risques et de l'audit, le Comité des engagements, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Conformément aux dispositions du règlement intérieur, il a par ailleurs été décidé de confier l'examen des travaux du Groupe relatifs à la mise en œuvre de la CSRD au Comité de responsabilité et au Comité des risques et de l'audit réunis conjointement.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil, qui désigne le Président de chaque Comité, à l'exception du Comité de la stratégie qui est présidé par le Président-Directeur Général en application du règlement intérieur. Les statuts de la Société prévoient que chaque Comité comprend au moins un administrateur représentant les salariés.

Au 31 décembre 2024, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- Luc Rémont pour le Comité de la stratégie ;
- Marie-Christine Lepetit pour le Comité des risques et de l'audit ;
- Philippe Petitcolin pour le Comité des engagements ;
- Gilles Denoyel pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- Claire Pedini pour le Comité de responsabilité d'entreprise ;
- Nathalie Collin pour le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société peuvent assister aux réunions des Comités. Le Commissaire du Gouvernement peut s'y faire représenter.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme annuel établi pour l'année. Les séances font l'objet de rapports oraux du Président du Comité, lors de la séance suivante du Conseil d'administration, et de comptes-rendus écrits.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit que les Comités se réunissent dans un délai suffisant avant la réunion du Conseil dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans leurs missions.

Les Comités peuvent convier à leurs réunions les dirigeants de la Société, y compris le Président-Directeur Général. Ils peuvent entendre d'autres personnes, internes ou externes à la Société, après en avoir informé le Président-Directeur Général et à charge d'en rendre compte au Conseil. Ils peuvent également, après en avoir informé le Président-Directeur Général, décider de recourir à des études techniques et des expertises externes sur des sujets relevant de leur compétence, dont le coût est pris en charge par la Société, et à charge d'en rendre compte au Conseil.

En 2024, les Comités ont tenu 31 réunions et 4 réunions conjointes (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil »). Le taux moyen de présence global dans les Comités s'est élevé à 94,9 % (hors réunions conjointes des Comités du Conseil) et à 93,7 % (en comprenant les réunions conjointes des Comités). Les taux moyens de présence par Comité sont précisés aux sections 4.2.3.1 à 4.2.3.7. Les taux de présence individuels des administrateurs dans les Comités sont présentés à la section 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2024 ».

4.2.3.1 Comité de la stratégie

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité au 31 décembre 2024. Les administrateurs qui n'étaient pas membres du Comité de la stratégie ont participé à l'ensemble de ses réunions au cours de l'exercice.

8 membres

3 réunions

87,5 % taux moyen de présence*

41,7 % taux d'indépendance**

2h41 durée moyenne des séances

* *Taux calculé sur la base des seuls membres du Comité (tous les administrateurs participant aux réunions du Comité).*

** *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Composition du Comité de la stratégie*

Luc Rémont	Président	Président-Directeur Général
Christophe Béguinet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Anne-Marie Descôtes	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Aurélie Frionnet	Membre	Administratrice élue par les salariés
Fabrice Guyon	Membre	Administrateur élu par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Alexis Zajdenweber	Membre	Administrateur Représentant de l'État

* *À compter du 20 février 2025, tous les administrateurs sont membres du Comité de la stratégie.*

4.

Missions

Le Comité de la stratégie examine et/ou donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, et en particulier sur :

- le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre pour décliner les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France ») ;
- les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité social et économique central d'EDF ;
- le contrat de service public (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France ») ;
- les accords stratégiques, les alliances et partenariats significatifs ;
- la politique en matière de recherche et développement ;
- la manière dont la Société et le Groupe déclinent la raison d'être d'EDF dans leur stratégie et dans la conduite opérationnelle de leurs activités, ainsi que l'organisation interne du Groupe destinée à en assurer le déploiement et la mise en œuvre.

En 2024, le Comité a examiné en particulier :

- la présentation du Projet d'entreprise « Ambition 2035 » ;
- le projet NUWARD ;
- les principales hypothèses du PMT 2025-2027 ;
- les orientations stratégiques d'EDF en vue de la consultation du Comité social et économique central d'EDF ;
- le plan de transition climatique du groupe EDF.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.2 Comité des risques et de l'audit

Composition

Conformément aux dispositions de l'article L. 821-67 du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Comité des risques et de l'audit ne comprend aucun dirigeant mandataire social exécutif et compte plus de deux tiers d'administrateurs indépendants.

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité au 31 décembre 2024 :

8 membres

5 réunions

97,5 % taux moyen de présence

75,0 % taux d'indépendance*

3h15 durée moyenne des séances

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Composition du Comité des risques et de l'audit

Marie-Christine Lepetit	Présidente	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Christophe Béguinet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Nathalie Collin	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Bruno Crémel	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Fabrice Guyon	Membre	Administrateur élu par les salariés
Gérald Lacoste	Membre	Administrateur élu par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration. L'article 17.1 du Code AFEP-MEDEF recommande par ailleurs que l'ensemble des membres du Comité des risques et de l'audit aient une compétence financière ou comptable, que la reconduction du Président du Comité fasse l'objet d'un examen particulier de la part du Conseil et enfin que la part des administrateurs indépendants au sein du Comité soit au moins de deux tiers, hors administrateurs représentant les salariés.

Le Conseil d'administration réuni le 16 mai 2019 a constaté que Mme Lepetit, dont la reconduction en qualité de Présidente du Comité était proposée, et M. Crémel, dont la nomination au Comité était proposée, présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 17 février 2021 a nommé M. Petitcolin membre du Comité des risques et de l'audit et constaté que celui-ci présente des compétences en matière financière et comptable.

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 15 juin 2021 a nommé Mme Collin membre du Comité des risques et de l'audit et a constaté que celle-ci présente des compétences en matière financière ou comptable.

Mme Collin, M. Crémel et M. Petitcolin répondent aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 821-67 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Missions

Le Comité des risques et de l'audit exerce, sous la responsabilité du Conseil d'administration, les missions qui lui sont dévolues par l'article L. 821-67 du Code de commerce. En application de ce texte, le Comité des risques et de l'audit est notamment chargé des missions suivantes :

- assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et formuler toute recommandation pour en garantir l'intégrité ;
- suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques et de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ;
- suivre la réalisation de la mission des Commissaires aux comptes, s'assurer de leur indépendance et approuver la fourniture des services mentionnés à l'article L. 821-30 du Code de commerce.

Dans le cadre de ces missions, il examine et donne notamment son avis au Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société, le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de comptes sociaux et consolidés, annuels et semestriels, et les rapports financiers afférents ;
- le suivi des risques et le contrôle interne (cartographie des risques du Groupe et méthodes de détection, d'anticipation et de mise sous contrôle des risques dans tous les domaines, y compris les risques sociaux, environnementaux et liés aux changements climatiques, organisation et évaluation des dispositifs de contrôle interne) ;
- l'audit interne (programme annuel d'audit, principaux constats et actions correctrices, plans d'actions, suivi de leur mise en œuvre) ;
- le contrôle des Commissaires aux comptes (pilotage de la procédure de sélection des Commissaires aux comptes, suivi de la réalisation de leur mission en tenant compte, le cas échéant, des constatations et conclusions du Haut Conseil du Commissariat aux comptes, vérification du respect par les auditeurs des conditions d'indépendance prévues par les textes applicables, avis sur le montant des honoraires, approbation de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes selon une procédure approuvée par le Conseil d'administration le 3 novembre 2016) ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de désinvestissement qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »), conjointement avec le Comité des engagements ;
- les politiques en matière d'assurances, de risques marchés énergies et de risque de défaillance de contreparties du Groupe ;

- le Comité procède, conjointement avec le Comité de responsabilité d'entreprise (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »), à une revue des processus d'élaboration et de traitement de l'information extra-financière (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil ») ;
- l'examen des comptes par le Comité des risques et de l'audit est accompagné d'une présentation par la Direction Générale des objectifs environnementaux, sociétaux et de gouvernance du Groupe et des principales réalisations (suivi d'indicateurs clés et des faits marquants en matière d'ESG), d'une présentation relative aux engagements hors bilan significatifs, ainsi que d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux.

Outre les réunions du Comité des risques et de l'audit consacrées à l'examen des comptes annuels et semestriels, les Commissaires aux comptes assistent également à l'ensemble des réunions consacrées au suivi des risques et du contrôle interne et à l'audit.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

Activité en 2024

En 2024, le Comité des risques et de l'audit a notamment examiné :

- les états financiers semestriels et annuels et les rapports financiers afférents ;
- la présentation par les Commissaires aux comptes de leur plan d'audit 2024 et des conclusions de leurs diligences ;
- pour le reporting 2023 sur la performance extra-financière voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil » ;
- le budget 2025 et le plan moyen terme 2026-2027 ;
- la revue de la valeur des actifs et les entités non consolidées du Groupe ;
- la mise à jour de la cartographie des risques du Groupe, les méthodes de suivi et de contrôle des risques, les actions de progrès identifiées et la démarche des *game changers* ou risques émergents ;
- le bilan du contrôle interne et de la maîtrise des activités ;
- la mise en œuvre du programme d'audit interne 2024 et le projet de programme d'audit 2025, la synthèse des audits internes et le suivi des plans d'actions ;
- les risques marchés énergies et sur les risques de contrepartie du Groupe ;
- le mandat annuel de gestion financière et de maîtrise des risques financiers ;
- l'assurabilité des risques ;
- risques cyber.

Conformément à la procédure approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 3 novembre 2016, le Comité a autorisé en 2024 la fourniture par les Commissaires aux comptes et les membres de leur réseau de services autres que la certification des comptes et il lui a été rendu compte semestriellement des services fournis dans le cadre des pré-approbations prévues aux termes de cette procédure.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.3 Comité des engagements

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité des engagements au 31 décembre 2024 :

4 membres

10 réunions

89,5 % taux moyen de présence

75,0 % taux d'indépendance*

1h41 durée moyenne des séances

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Composition du Comité des engagements

Philippe Petitcolin	Président	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Nathalie Collin	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Bruno Even (1)	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Aurélie Frionnet	Membre	Administratrice élue par les salariés
Marie-Christine Lepetit	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

(1) Administrateur nommé membre du Comité des engagements le 28 juin 2024.

Missions

Créé en 2023 par le Conseil d'administration, le Comité des engagements a pour mission d'émettre des avis destinés au Conseil sur les opérations de croissance externe, de désinvestissement, de croissance organique et les opérations boursières réalisées par EDF ou l'une de ses filiales qui dépassent les seuils prévus par le règlement intérieur, le cas échéant conjointement avec le Comité des risques et de l'audit, préalablement à leur soumission au Conseil pour autorisation.

Il peut également examiner des opérations et engagements de cette nature, mais ne dépassant pas les seuils prévus par le règlement intérieur, ou toute autre opération sur demande du Président-Directeur Général, compte tenu notamment de leur intérêt stratégique.

Activité en 2024

En 2024, le Comité des engagements a notamment examiné :

- un point d'avancement sur le projet Hinkley Point C et son financement et une revue de la valeur des actifs ;
- un point d'avancement sur le programme de construction d'EPR2 en France ;
- le développement, la construction et la vente d'un projet photovoltaïque dans l'Indiana (US) ;
- le projet d'offre en réponse à l'appel d'offres d'Elektrárna Dukovany II en République tchèque ;
- la vente des actifs de stockage de gaz régulé d'Edison en Italie ;
- le projet de cession d'Elpedison ;
- l'avenant à l'accord traitement recyclage pour la période d'application 2024-2026 ;
- le projet de construction par EDF PEI d'une centrale électrique dans la commune d'Ajaccio en Corse-du-Sud ;
- le projet de réponse du Groupe à l'appel d'offres éolien maritime du New Jersey (Atlantic Shores Offshore Wind) ;
- l'appel d'offres d'éolien flottant A06 en Méditerranée ;
- l'offre pour l'achat de l'îlot conventionnel de Sizewell C ;
- le programme Nouveau Nucléaire France ;
- la politique commerciale et les produits de long terme.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.4 Comité de suivi des engagements nucléaires

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de suivi des engagements nucléaires au 31 décembre 2024 :

5 membres

4 réunions

95,0 % taux moyen de présence

2h35 durée moyenne des séances

Composition du Comité de suivi des engagements nucléaires

Gilles Denoyel	Président	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Aurélie Frionnet	Membre	Administratrice élue par les salariés
Fabrice Guyon	Membre	Administrateur élu par les salariés
Marie-Christine Lepetit	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), régi par l'article D. 594-16 du Code de l'environnement, a pour mission de suivre les questions relatives à la sécurisation du financement des charges nucléaires visées à l'article L. 594-1 du Code de l'environnement, et dans ce cadre, de suivre la mise en œuvre de la politique de sécurisation du financement des charges nucléaires approuvée par le Conseil d'administration, incluant la politique d'évaluation des charges nucléaires et de constitution des provisions et la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés à la couverture de ces provisions.

Il prend connaissance des travaux et conclusions de la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires d'EDF (FCECN), chargée par l'article D. 594-8, III, du Code de l'environnement, de contrôler l'évaluation des charges nucléaires et notamment d'émettre un avis sur l'évaluation de ces charges et leur échéancier prévisionnel, sur la cohérence des méthodes et données concernant l'évaluation des charges nucléaires et la politique en matière de sécurisation du financement de ces charges (voir la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires »).

Le Comité supervise les travaux de détermination et de révision périodique de l'allocation stratégique en matière d'investissements dans les actifs dédiés. Il examine le rapport triennal prévu à l'article L. 594-4 du Code de l'environnement et ses notes annuelles d'actualisation, avant leur transmission à l'autorité administrative.

Il suit l'efficacité du dispositif de contrôle interne mis en place par la Société concernant l'évaluation des charges nucléaires et la gestion des actifs de couverture et donne un avis sur le rapport annuel sur le contrôle interne avant sa soumission au Conseil pour approbation.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs dédiés non cotés pour tout projet d'un montant unitaire supérieur à 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) d'un montant unitaire supérieur à 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

Le Comité s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), composé d'experts indépendants nommés par le Conseil d'administration [1], qui a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif-passif et de gestion des actifs dédiés.

Activité en 2024

En 2024, le Comité a examiné en particulier :

- la situation de couverture et le taux d'actualisation des provisions nucléaires, la performance des portefeuilles d'actifs dédiés cotés et non cotés et le suivi des risques associés ;
- la mise en œuvre de l'allocation stratégique incluse dans la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés et la mise à jour de la note de référence, avant sa soumission au Conseil d'administration pour approbation ;
- les conclusions de l'étude ALM (*Asset and Liability Management*) 2024 concernant les actifs dédiés et de l'étude portant sur l'impact du risque climatique sur les actifs dédiés et le profil rendement-risque de ces actifs ;
- le bilan 2024 d'investisseur responsable des actifs dédiés et le suivi du plan d'actions 2025 ;
- la lettre d'actualisation 2024 du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est annexé, avant la soumission du rapport au Conseil pour approbation ;
- les avis de la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires ;
- l'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et des projets de Centre industriel de stockage géologique (CIGEO) et d'Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA) (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », « L'aval du cycle ») ;

(1) *Les membres actuels du CEFEN ont été renouvelés ou désignés par le Conseil d'administration le 16 décembre 2022 pour trois ans, après avis du CSEN, à l'exception d'un membre nommé par le Conseil d'administration le 27 mars 2024, après avis du CSEN, en remplacement de l'un des membres démissionnaire et pour la durée du mandat restant à courir de ce dernier.*

- l'apport du numérique dans le domaine du démantèlement et de la gestion des déchets ;
- le suivi des recommandations internes et externes émanant notamment des autorités de tutelles (Direction générale de l'énergie et du climat), de la Cour des comptes ou de l'Autorité de sûreté nucléaire ;
- le projet de révision de la norme comptable IAS 37.

Les Commissaires aux comptes assistent à toutes les réunions du Comité de suivi des engagements nucléaires.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.5 Comité de responsabilité d'entreprise

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de responsabilité d'entreprise au 31 décembre 2024 :

7 membres

4 réunions

100,0 % taux moyen de présence

33,3 % taux d'indépendance*

1h31 durée moyenne des séances

Composition du Comité de responsabilité d'entreprise

Claire Pedini	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Christophe Béguinet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Delphine Gény-Stephann	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Gérald Lacoste	Membre	Administrateur élu par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Cécile Pichot	Membre	Administratrice élue par les salariés
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

Le Comité de responsabilité d'entreprise examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité sociale et environnementale. Il examine en particulier la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique.

Il procède, conjointement avec le Comité des risques et de l'audit, à une revue des processus d'élaboration et de traitement de l'information extra-financière (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil »).

Dans le cadre de ses missions, il examine notamment, et donne son avis au Conseil d'administration, sur le plan de vigilance de la Société, la trajectoire carbone et le plan de transition climatique de la Société et du Groupe, les orientations stratégiques pluriannuelles de la Société en matière de RSE, en cohérence avec la raison d'être d'EDF, les modalités de mise en œuvre de cette stratégie, ainsi que les résultats obtenus, le choix des agences et les notations extra-financières de la Société, le reporting annuel en matière d'éthique et de conformité, la manière dont la Société et le Groupe mettent en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale et le rapport annuel du médiateur d'EDF.

Il intègre dans ses réflexions les enjeux et points d'attention soulevés dans le cadre du dialogue avec les parties prenantes externes à la Société.

Référente Climat du Conseil d'administration

La Société a renforcé sa gouvernance en matière de climat en désignant, dès 2020, une Référente Climat au sein du Conseil d'administration d'EDF. Le règlement intérieur du Conseil prévoit que cette fonction au sein du Conseil est confiée, sauf décision contraire du Conseil, à la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise. La Référente Climat, en cohérence avec la raison d'être d'EDF, est chargée de :

- veiller, en lien avec le Président-Directeur Général et le Référent Climat du Comité exécutif (voir la section 3.1.2.1.1 « Conseil d'administration »), à ce que le Conseil d'administration identifie l'ensemble des impacts du changement climatique pour le Groupe et que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique ;
- informer régulièrement le Conseil de la stratégie climat de la Société, après examen par le Comité de responsabilité d'entreprise ;
- veiller, en lien avec le Président-Directeur Général, à ce que le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil examinent régulièrement la mise en œuvre de la trajectoire neutralité carbone du Groupe adoptée par le Comité exécutif ;
- prendre connaissance, dans le cadre de l'exécution des missions du Comité de responsabilité d'entreprise, de la manière dont le Groupe applique les recommandations de la *Taskforce on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) [1] et/ou les meilleures pratiques internationales en matière de gouvernance climatique et de communication des enjeux et opportunités liés au climat et dont il rend compte des risques liés au climat.

Le Comité peut soumettre au Conseil d'administration tous avis, propositions et recommandations dans les domaines qui le concernent.

(1) Voir les sections 3.1.3.6 « Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise » et 3.1.2.1.2.6 « Gouvernance des enjeux climat et nature ».

Activité en 2024

En 2024, le Comité de responsabilité d'entreprise a examiné en particulier :

- le reporting 2023 sur la performance extra-financière (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil ») ;
- le plan de vigilance 2023 du Groupe et sa mise en œuvre (voir la section 3.8 « Plan de vigilance ») ;
- le bilan de l'enquête My EDF Group 2023 ;
- le rapport 2023 du Médiateur du groupe EDF ;
- le bilan 2023 et les résultats de la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes ;
- le bilan 2023 et les résultats la politique santé sécurité du Groupe ;
- un point sur les achats responsables et durables d'EDF ;
- un point sur le numérique responsable ;
- le déploiement et la mise en œuvre de la Raison d'être d'EDF.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.6 Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance au 31 décembre 2024 :

4
membres

5
réunions

100,0 %
taux moyen de présence

66,7 %
taux d'indépendance*

1h04
durée moyenne des séances

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Nathalie Collin (1)	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Claire Pedini	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Cécile Pichot	Membre	Administratrice élue par les salariés
Alexis Zajdenweber	Membre	Administrateur Représentant de l'État

(1) Membre et Présidente du Comité depuis le 28 juin 2024.

Missions

En matière de nominations, le Comité transmet au Conseil d'administration ses recommandations ou ses propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il supervise le processus de sélection des candidats potentiels, peut réaliser ses propres études sur les candidats et missionner des consultants spécialisés pour l'assister dans l'identification de candidats potentiels. Il donne son avis au Conseil sur les propositions de nominations au sein des Comités du Conseil d'administration. Il propose au Conseil la définition d'une politique de diversité appliquée aux administrateurs et ses mises à jour. Il assure le suivi de la mise en œuvre de la politique et des résultats obtenus. Le Comité s'assure de l'existence de plans de succession, afin d'anticiper les successions, imprévues ou à leur terme, des dirigeants mandataires sociaux exécutifs et des membres du Comité exécutif du Groupe. Le Président-Directeur Général est associé aux travaux du Comité pour l'exécution de cette mission, sauf pour ce qui concerne les travaux relatifs à sa propre succession.

Le Comité donne son avis au Conseil sur la manière dont la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité et assure une représentation équilibrée entre les femmes et les hommes au sein des instances dirigeantes de la Société (1) et parmi les cadres dirigeants.

En matière de rémunérations, le Comité examine et donne un avis sur les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble des éléments composant la rémunération et les avantages de toute nature du Président-Directeur Général. Il adresse cet avis au Conseil pour délibération. Le Président du Comité adresse également, pour approbation, cet avis au ministre en charge de l'économie. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques ayant modifié le décret du 9 août 1953, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros. Il donne au Conseil d'administration son avis sur la politique de rémunération du Comité exécutif du Groupe et des principaux dirigeants, ainsi que sur l'enveloppe et les modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité.

(1) Les instances dirigeantes de la Société sont définies comme le Comité exécutif d'EDF.

En matière de gouvernance, le Comité suit les questions relatives au gouvernement d'entreprise et veille à la mise en œuvre, au sein des organes sociaux de la Société, des principes et règles issus notamment du Code AFEP-MEDEF. Il peut faire toute proposition concernant l'évolution du fonctionnement ou des pouvoirs du Conseil d'administration ou de son règlement intérieur. Il réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil et de ses Comités et supervise tous les trois ans l'évaluation formalisée réalisée par un consultant externe indépendant. Chaque année, le Comité examine la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance définis par le Code AFEP-MEDEF et fait part de ses conclusions au Conseil. En cas de nomination de nouveaux membres au sein du Comité des risques et de l'audit, il examine la situation de ces membres en termes de compétences en matière financière, comptable ou de contrôle légal des comptes. Il examine et donne son avis sur les situations de conflit d'intérêts dont il a connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et il en rend compte au Conseil d'administration.

Activité en 2024

En 2024, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a notamment examiné :

- les propositions concernant la fixation de la rémunération du Président-Directeur Général et des administrateurs et la politique de rémunération des mandataires sociaux ;
- la politique de rémunération des dirigeants d'EDF, sa mise en œuvre et ses évolutions ;
- la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF ;
- le projet de rapport sur le gouvernement d'entreprise inclus dans le document d'enregistrement universel 2023 ;
- l'examen de la candidature d'un administrateur et l'évaluation de son indépendance ;
- la détermination et les modalités de répartition de l'enveloppe de rémunération des administrateurs devant être soumise à l'Assemblée générale du 11 juin 2024 ;
- la mise en œuvre, au périmètre du Groupe, de l'Ambition mixité concernant les dirigeants (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle ») ;
- un point d'information sur le respect par la Société de l'ordonnance n° 2024-934 du 15 octobre 2024 transposant la directive « Women on board » du 23 novembre 2022 ;
- l'examen des résultats 2024 de l'évaluation externe par un consultant indépendant sur le fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités.

Le Comité a par ailleurs examiné les évolutions apportées aux moyens mis à disposition des Présidents d'honneur. Cette distinction honorifique, attribuée par décision du Conseil d'administration, permet à l'entreprise de maintenir des liens avec ses anciens Présidents-Directeurs Généraux afin de bénéficier de leur expérience et de leur capacité à expliquer les enjeux particuliers d'EDF, en étant à la fois hors de l'entreprise et excellents connaisseurs de ses spécificités [1]. Il ne confère aucun droit dans la gouvernance de l'entreprise, les Présidents d'honneur n'assistent notamment pas aux réunions du Conseil d'administration et de ses Comités.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2024.

4.2.3.7 Réunions conjointes des Comités du Conseil

Les réunions conjointes du Comité de responsabilité d'entreprise et du Comité des risques et de l'audit consacrées à l'examen des informations en matière de durabilité

Conformément au règlement intérieur du Conseil, le Comité de responsabilité et le Comité des risques et de l'audit procèdent conjointement à une revue des processus d'élaboration et de traitement de l'information extra-financière et notamment des éléments constituant jusqu'en 2024 la déclaration de performance extra-financière inclus dans le rapport de gestion.

À ce titre, les Comités formulent toute recommandation pour garantir l'intégrité de ces informations et entendent l'organisme tiers indépendant en charge de la vérification des informations relatives à la performance extra-financière de la Société.

Dans le cadre de l'application des dispositions de la Directive CSRD, et dans la continuité des précédents travaux des Comités, il a été décidé de confier le suivi des questions relatives à l'élaboration et au contrôle des informations en matière de durabilité au Comité de responsabilité d'entreprise et au Comité des risques et de l'audit réunis conjointement afin notamment de mobiliser les expertises détenues par les administrateurs respectivement sur les enjeux financiers et extra-financiers (voir la section 4.2.3.5 « Composition du Comité de responsabilité d'entreprise » et la section 4.2.3.2 « Composition du Comité des risques et de l'audit »).

Conformément à l'article L. 821-67 du Code de commerce, les réunions conjointes de ces comités ont ainsi pu examiner :

- le suivi du processus d'élaboration de l'information en matière de durabilité et le suivi du processus de mise en œuvre ayant permis de déterminer les informations à publier ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information en matière de durabilité ;
- le suivi de la certification des informations en matière de durabilité.

Les Comités ont également pu s'assurer du respect des conditions d'indépendance requises des intervenants exerçant des missions de certification des informations en matière de durabilité et rendent compte régulièrement au Conseil de l'exercice de leurs missions, des résultats de la mission de certification des informations en matière de durabilité ainsi que de la manière dont ces missions ont contribué à l'intégrité de l'information en matière de durabilité.

(1) À la date du présent document d'enregistrement universel, sont Présidents d'honneur Pierre Gadonneix (décision du Conseil d'administration du 23 novembre 2009), Henri Proglio (décision du Conseil d'administration du 23 novembre 2014) et Jean-Bernard Levy, seul à bénéficier de moyens matériels accordés aux Présidents d'honneur (décision du Conseil d'administration du 18 novembre 2022 avec une date de prise d'effet au 23 novembre 2022).

Activité en 2024

La réunion conjointe du Comité des engagements et du Comité des risques et de l'audit

Conformément à l'article L. 821-67 du Code de commerce, les réunions conjointes de ces comités ont ainsi porté en 2024 sur l'examen de la mise en œuvre de la Directive de durabilité CSRD et plus particulièrement :

- le reporting 2023 en application de la Taxonomie européenne ;
- la détermination du processus de double matérialité et le processus d'établissement des cibles RSE du groupe EDF ;
- la nomination des Commissaires aux comptes en charge de la mission de certification des informations consolidées en matière de durabilité ;
- un point d'étape sur la mise en œuvre de la CSRD au sein du Groupe et le Plan de vérification mis en œuvre par l'OTI ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information en matière de durabilité ;
- le suivi de la certification des informations en matière de durabilité.

12
participants

3
réunions

97,2 %
taux moyen
de participation

1h45
durée moyenne
des séances

Activité en 2024

Conformément aux dispositions du règlement intérieur du Conseil d'administration, une réunion conjointe du Comité des risques et de l'audit et du Comité des engagements a également été organisée en 2024. Elle a permis aux administrateurs d'examiner un point d'avancement sur le projet Hinkley Point C et son financement.

9
participants

1
réunion

88,9 %
taux moyen
de participation

2h
durée moyenne
des séances

4.3 Direction Générale

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine.

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe [1]. Aucun dossier d'investissement ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Comité exécutif compte treize membres et une Secrétaire. La liste des membres et les renseignements personnels les concernant figurent ci-dessous.

4.3.1 Composition du Comité exécutif

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonctions
Luc Rémont	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Clients, Services et Territoires
Brice Bohuon	Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe
Béatrice Buffon	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale et Présidente-Directrice Générale d'EDF Renouvelables
Caroline Chanavas	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Bernard Fontana	Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Industrie et Services
Xavier Girre	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance
Véronique Lacour	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle
Thierry Le Mouroux	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Projets et Construction
Cédric Lewandowski	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Production Nucléaire et Thermique
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
Alain Tranzer	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Supply chain
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Stratégie, Technologies, Innovation et Développement

Chloé Pfeiffer, Directrice coordination exécutive du Groupe, assure le Secrétariat du Comité exécutif depuis le 1er juillet 2023.

Le mandat de Président-Directeur Général de Luc Rémont expire à l'issue de l'assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir le communiqué de presse de la Présidence de la République du 21 mars 2025).

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Marc Benayoun ancien élève de l'ESSEC, a commencé sa carrière au sein du Groupe Paribas en 1989, avant de rejoindre The Boston Consulting Group en 1993. Il devient Directeur associé au bureau de Paris en 2001 puis au bureau de Moscou en 2008 et occupe au cours de cette période différentes responsabilités dont celle du développement des compétences et activités de la Société dans le domaine du gaz naturel. Il est également à l'initiative du développement du bureau de Paris dans le conseil au gouvernement (Ministère des Finances, de l'Énergie et des Transports, de la Santé). En 2009, il rejoint le groupe EDF en tant que Directeur Économie Tarifs et Prix, à la Direction Commerce. Dans ce cadre, il est notamment en charge des discussions relatives à l'évolution des Tarifs Réglementés de Vente. En 2012 il devient Directeur du Marché des Entreprises et Professionnels. À ce titre, il pilote le projet lié à la fin des tarifs réglementés d'électricité pour les entreprises et les collectivités locales avec, pour résultat, la reconquête de la position de leader dans un contexte concurrentiel. En 2016, Marc Benayoun devient Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Gaz et Italie. À ce titre, il occupe les fonctions d'administrateur délégué (CEO) d'Edison, le troisième énergéticien italien. Il pilote également les activités du groupe en matière d'approvisionnement gazier, et gère le portefeuille de contrats long terme par gazoduc et voie maritime (gaz liquéfié), ainsi que les actifs nécessaires à leur transport jusqu'aux points de consommation. Outre ses responsabilités opérationnelles, Marc Benayoun intervient régulièrement dans le monde académique (École des Mines de Paris, Université Paris-Dauphine, Bocconi à Milan) sur les thèmes de l'organisation du secteur électrique et gazier, de sa régulation, ainsi que sur le thème du leadership dans la transition énergétique. Marc a reçu le prix d'« Économiste de l'année » en 2018, de la part de l'Association Italienne des Économistes de l'Énergie. Depuis juillet 2019, Marc Benayoun est Directeur Exécutif Groupe Clients, Services et Territoires. À ce titre, il occupe les fonctions de Directeur Commerce et supervise les activités liées aux services énergétiques, notamment celles opérées par Dalkia. Marc Benayoun est également membre du Conseil d'administration d'EDF Trading, Président du Conseil d'administration d'Edison et il supervise les activités de la plateforme d'achat de gaz du groupe EDF, basée en Italie.

(1) Sont notamment concernés les nouveaux projets de plus de 60 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement.

Brice Bohuon diplômé de l'École des Mines de Paris et de Sciences-Po Paris, et ancien élève de l'École nationale d'administration. Il a débuté sa carrière professionnelle en 2007 au sein du Conseil d'État en tant que juge et conseiller du Gouvernement avant d'y être nommé, en 2010, Secrétaire Général Adjoint. En 2013 il rejoint SNCF Transilien où il occupe successivement les postes de Secrétaire Général puis de Directeur du Marketing et des Services. Il devient Directeur Général de la Commission de Régulation de l'Énergie en 2017, avant de rejoindre Transdev France en tant que Directeur général adjoint en 2019. En 2021, il devient Directeur général délégué de la Région Île-de-France. En avril 2023, il a rejoint EDF en tant que Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général.

Béatrice Buffon commence sa carrière comme responsable des financements chez Cogetherm, une filiale d'EDF spécialisée dans le développement de projets de cogénération de gaz. En 2001, elle rejoint SIIF Énergies qui deviendra EDF Renouvelables pour devenir directrice de projet en 2003. Son activité est centrée sur le développement de projets biomasse et éoliens terrestres, ainsi que de projets éoliens offshore en France, en Belgique et au Royaume-Uni. De 2007 à 2009, elle assure les fonctions de directrice adjointe de Poweo Énergies Renouvelables. Elle revient chez EDF Renouvelables en 2010 en tant que directrice du développement pour les grands projets photovoltaïques au sol, puis devient en 2011 directrice du développement de l'éolien *offshore* France. En avril 2012, son équipe est lauréate des appels d'offres *offshore* en France pour 3 projets représentant une puissance totale de 1 500 MW. La phase de développement de ces projets qui est aujourd'hui achevée a abouti au lancement de la construction du premier parc éolien en mer français en août 2019, la construction des deux suivants devant démarrer cette année. En juin 2019, elle et ses équipes ont également remporté l'appel d'offres pour la construction et l'exploitation du parc éolien *offshore* de Dunkerque (Nord). Son équipe travaille également sur la réalisation d'un projet pilote éolien flottant en Méditerranée. En 2014, Béatrice Buffon devient Directrice générale adjointe d'EDF Renouvelables en charge des énergies marines renouvelables et membre du comité de direction d'EDF Renouvelables. Elle est diplômée de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées. Elle est Chevalier de l'Ordre national du Mérite. Depuis le 5 avril 2024, Béatrice Buffon est Présidente-Directrice générale d'EDF Renouvelables.

Caroline Chanavas est titulaire d'un DESS en ingénierie multilingue de l'Institut National des Langues et Civilisations Orientales (Inalco), de l'Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales (EHESS) et d'une maîtrise de chinois. Elle a rejoint le groupe EDF en avril 2023 au poste de Directrice déléguée des Ressources Humaines. Elle est également ancienne auditrice de l'Institut des Hautes Etudes de Défense Nationale (IHEDN). Elle a débuté sa carrière professionnelle en 1990 en Chine au sein d'Imaje-Jingling en tant que Responsable commerciale. En 1995, elle a rejoint Sema Group (devenu SchlumbergerSema) et créé la filiale en Chine dont elle est devenue Directrice générale. À son retour en France, elle a pris la Direction des Alliances et des Partenariats de SchlumbergerSema. En 2003, Caroline Chanavas devient Directrice de la Stratégie Asie Pacifique de Bull, avant de rejoindre la division Air Opérations de Thales en 2006 où elle occupe successivement les postes de Directrice des Achats, des Opérations commerciales, et enfin de la Stratégie et du Marketing. Caroline Chanavas a rejoint Naval Group en 2013 en tant que Directrice des Achats à la Direction des Services en charge de la maintenance et de la modernisation des navires armés et des systèmes de combat, puis en 2017, comme Directrice des Ressources Humaines. Depuis le 1er juillet 2023, Caroline Chanavas est Directrice Exécutive des Ressources Humaines du groupe EDF.

Bernard Fontana est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole Nationale Supérieure des Techniques Avancées de Paris. Il mène sa carrière depuis 30 ans dans les secteurs de la chimie, de l'acier et des matériaux de construction (SNPE, ArcelorMittal, APERAM et Holcim). En 2012, il a été nommé CEO d'Holcim. Depuis le 1er septembre 2015, Bernard Fontana était le Directeur Général Délégué d'AREVA NP. Il a été nommé au 1er juillet 2016, Président du Directoire et CEO de Framatome (précédemment AREVA NP). Il est aussi membre du Conseil d'Administration de Thales et de SSAB, membre du Conseil d'Administration de GIFEN Services, après en avoir été le Président pendant 4 ans ; membre de la Gouvernance du GIFEN, depuis sa création en 2018 et membre du HCTISN en France. Depuis le 1er avril 2024, Bernard Fontana est Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Industrie et Services. Bernard Fontana est Président du Conseil d'administration (depuis le 31 mai 2024) et Président (depuis le 28 octobre 2024) d'Arabelle Solutions.

Xavier Girre a rejoint EDF en 2015 en tant que directeur financier pour la France. De 2011 à 2015 il a été DGA, directeur financier du groupe La Poste ainsi que président de XAnge Private Equity. De 1999 à 2011, au sein du groupe Veolia Environnement, Xavier Girre a été Directeur des Risques et de l'Audit du groupe ainsi que DGA, Directeur Financier de Veolia Transport et de Veolia Propreté. Xavier Girre est également administrateur, président du Comité d'audit de la Française des Jeux. Il est diplômé de HEC, ancien élève de l'ENA, et a commencé sa carrière à la Cour des comptes. Depuis le 1er avril 2024, Xavier Girre est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance.

Véronique Lacour débute sa carrière chez Thales en 1987, où elle se construit une solide expérience solide dans les systèmes d'information avant de devenir, en 2004, Directeur des Systèmes d'Information d'une nouvelle Division de l'entreprise. De 2007 à 2009, elle dirige le Service Partagé Systèmes d'Information Ressources Humaines de Thalès. Elle rejoint Safran en 2009 où elle occupe successivement les postes de Directeur des Systèmes d'Information de Safran Aircraft Engines (anciennement Snecma), puis de Directeur de la démarche de progrès en 2013 afin de piloter l'amélioration continue et les actions de transformation. Elle devient ensuite Directeur des programmes de Safran Analytics et participe à la création de cette nouvelle entité dédiée au *big data* qui s'inscrit dans la stratégie de transformation digitale du Groupe. Elle a rejoint EDF le 1er décembre 2016 en tant que Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle et membre du Comité exécutif. Elle est Présidente du Conseil de Surveillance d'Enedis depuis juillet 2023. Véronique Lacour est titulaire d'un DESS Systèmes d'Information de l'Université Paris I Panthéon Sorbonne.

Thierry Le Mouroux est titulaire d'un diplôme d'ingénieur spécialisé en mécanique et électricité de l'ESTP et d'un MBA en management de projets. Il a débuté sa carrière professionnelle en 1989 aux États-Unis en tant que chargé de développement d'une start-up spécialisée dans les technologies de l'internet haut débit. En 1990, il rejoint le groupe Eiffage et devient en 1995 Directeur Général de Forclum Littoral. Entre 2000 et 2010, il occupe plusieurs fonctions de dirigeant pour l'entreprise Suez Eau France. En 2010, Thierry Le Mouroux est nommé Directeur Général d'Endel Engie où il s'implique fortement dans les opérations des chantiers de l'EPR de Flamanville 3 et du Grand Carénage. En 2013, il devient Président-Directeur Général d'Endel ENGIE. Il participe au développement de l'entreprise dans les secteurs de l'industrie nucléaire civile, des industries de l'énergie ainsi que dans l'industrie spatiale et de la construction navale militaire. Entre 2016 et 2020, il occupe plusieurs postes stratégiques chez Framatome. En 2020, Thierry Le Mouroux rejoint Areva en tant que Directeur Général Adjoint en charge du projet EPR Olkiluoto 3. Il a notamment assuré la réorganisation fonctionnelle du projet permettant sa livraison dans le respect du budget et du calendrier. Thierry Le Mouroux possède une expérience avérée dans le monde des projets industriels et du nucléaire. Il a rejoint le groupe EDF le 1er janvier 2024, au poste de Directeur Exécutif en charge de la préfiguration de la future Direction Projets et Construction Nucléaires. Depuis le 1er avril 2024, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Projets et Construction.

Cédric Lewandowski est diplômé de l'Institut d'Études Politiques (IEP) de Paris et diplômé d'Études Approfondies (DEA) de Géopolitique (Paris-VIII). Il a débuté sa carrière à EDF en 1998 en tant que Chef du cabinet du Président d'EDF de 1998 à 2004, puis Directeur des Transports et des Véhicules Électriques d'Électricité de France de 2005 à 2008. Il devient Directeur d'EDF Collectivités à la Direction Commerce d'EDF de 2008 à 2012, Président du Conseil d'administration de la Société H4 de 2009 à 2012, Administrateur de la Société Safidi de 2009 à 2012 et Président du Conseil d'administration de la Société Tiru de 2009 à 2012. Il est ensuite nommé Directeur du Cabinet Civil et Militaire du ministre de la Défense de mai 2012 à mi 2017. De juillet 2017 à mi 2019, il est Directeur exécutif du groupe EDF en charge de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation, Président du Comité exécutif d'EDF Pulse Croissance Holding, et membre du Conseil d'administration d'Enedis, Vice-président du Conseil Mondial de l'Énergie (2018-2019). Il est Président du Conseil d'administration d'Électricité de Strasbourg (depuis février 2018) et Président de l'Association française de l'éclairage (depuis Juin 2018). Il est Chevalier dans l'Ordre de la Légion d'Honneur, Chevalier de l'Ordre du Mérite Agricole, Officier de l'Ordre National du Mali. Depuis le 1er avril 2024, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Production Nucléaire et Thermique.

Simone Rossi débute sa carrière en 1993 au sein du service financier de De Agostini à Novare (Italie). Il occupe ensuite un poste dans le service de conseils en gestion de KPMG Corporate Finance et poursuit sa carrière en 1996 chez McKinsey&Co. à Milan (Italie) où il répond aux besoins d'institutions financières et de divers clients dans le domaine de l'énergie et de l'industrie. En 2004, il rejoint Edison S.p.A. à Milan, où il assume les fonctions de Responsable de la stratégie, puis de Directeur de la planification, du contrôle et des technologies de l'information. En novembre 2009, il rejoint le Constellation Energy Nuclear Group à Baltimore (États-Unis) en qualité de Directeur financier. Devenu Directeur financier d'EDF Energy (2011-2015) il avait ensuite été nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Internationale (2015-2017). Il possède un diplôme en gestion des affaires de l'Université Bocconi de Milan et un diplôme de clarinette du conservatoire Puccini de Gallarate (Italie).

Alain Tranzer est ingénieur diplômé de l'École Polytechnique et de l'École des Mines de Paris. Il débute sa carrière en 1991 dans le Groupe PSA. Après un passage en ingénierie des liaisons au sol, il y occupe successivement les postes de responsable de sous-système, de directeur qualité usine, d'ingénieur en chef de la Peugeot 407, puis de directeur du programme Peugeot 208-2008. Il a ainsi acquis une solide expérience dans la direction de projets industriels, depuis la conception jusqu'à l'industrialisation, et a reçu le prix Eurostar 2013 de Directeur de Projet de l'année attribué par Automotive News Europe. En 2013, Alain Tranzer prend la responsabilité des avant-projets du Groupe PSA, de la politique modulaire et des projets complexes que sont les véhicules autonomes, connectés, électriques et hybrides électrique. Depuis 2018, il était pour le groupe PSA Senior Vice Président, en charge du programme de « réduction du CO_2 et de la maîtrise d'ouvrage des motorisations, plateformes et modules technologiques associés ». Depuis 2020, il est responsable du pilotage du plan « excell » qui vise à renforcer la qualité industrielle, les compétences et la gouvernance des grands projets nucléaires du groupe EDF. Depuis le 1er avril 2024, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Supply chain.

Xavier Ursat est, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, ainsi que, depuis décembre 2023, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie. Il entre à EDF en 1991 où il exerce d'abord diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote en particulier la réalisation des centres de conduite hydraulique d'EDF et contribue à des projets internationaux, notamment en Amérique du Sud. De 2002 à 2005, il est Chargé de mission auprès du Directeur Général Adjoint d'EDF en charge de la Production et de l'Ingénierie. De 2005 à 2007, il est Directeur Adjoint de l'Unité de Production Alpes à Grenoble et de 2007 à 2010, Directeur de l'Unité de Production Sud-Ouest à Toulouse. De 2010 à 2015, il est successivement Directeur Délégué puis Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Président du Comité Stratégique de Filière Nucléaire (CSFN) et du Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire (GIFEN), il est également Président du Comité de surveillance et d'orientation d'Edvance et membre du Conseil de surveillance de Framatome. Il est par ailleurs Président sortant de la Société Française d'Énergie Nucléaire (Sfen) et Gouverneur honoraire du Conseil mondial de l'eau. Il est diplômé de l'École Polytechnique et de Télécom Paris. Depuis le 1er avril 2024, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Stratégie, Technologies, Innovation et Développement.

4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants

4.4.1 Conflits d'intérêts

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel aucun conflit d'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs (concernant les règles applicables aux membres du Conseil d'administration en matière de conflits d'intérêts, voir la section 4.2.2.8 « Obligations et devoirs des administrateurs »).

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance d'EDF, il n'existe par ailleurs aucun lien de nature familiale entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

4.4.2 Absence de condamnation

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années, d'une enquête pénale ou d'une condamnation pour fraude ou corruption, ni n'a été associé à une procédure de faillite, de mise sous séquestre, de liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire.

A l'exception de :

- Anne-Marie Descôtes a été condamnée, le 19 novembre 2020, au paiement d'une amende de 1 000 euros par la Cour de discipline budgétaire et financière pour méconnaissance du code des marchés publics en sa qualité de Directrice générale de l'Agence pour l'enseignement français à l'étranger (AEFE) de septembre 2008 à août 2013.

- la société britannique Eagle Genomics Ltd. dont Delphine Gény-Stephann est administratrice non-exécutive a récemment été placée, à la demande de son conseil d'administration (Board of Directors), sous le régime de la loi britannique sur l'insolvabilité (Insolvency Act 1986) par la désignation de deux administrateurs judiciaires (administrators), officiellement nommés par décision de la Haute Cour de Justice (High Court of Justice) du 20 mars 2024. Le 13 mars 2025, la société Eagle Genomics Ltd. a été placée en procédure de liquidation volontaire ("Creditors' Voluntary Liquidation").

À la connaissance d'EDF, aucun autre administrateur n'a fait l'objet d'une incrimination ou d'une sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années ;

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été déchu par un tribunal du droit d'exercer la fonction de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'une personne morale ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'une personne morale au cours des cinq dernières années.

4.4.3 Contrats de service

Les mandataires sociaux d'EDF ne sont pas liés à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales par un contrat de services prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5 Rémunération et avantages des mandataires sociaux

Comme indiqué à la section 4.1 (« Code de gouvernement d'entreprise »), la Société se réfère au Code AFEP-MEDEF sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Cette section présente le détail des éléments de la rémunération totale et des avantages de toute nature versés au cours des exercices 2023 et 2024 ou attribués au titre des mêmes exercices aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés comprises dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

4.5.1 Rémunération des mandataires sociaux

4.5.1.1 Rémunération du Président-Directeur Général

Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration de la Société, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, et sont soumis au ministre chargé de l'économie pour approbation après consultation des ministres intéressés (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »). La rémunération du Président-Directeur Général doit s'inscrire dans les limites prévues par le décret n° 53-707 du 9 août 1953 modifié par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, qui plafonne sa rémunération annuelle à 450 000 euros bruts.

Rémunération au titre de l'exercice 2024

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 6 février 2024 a décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général pour l'exercice 2024 et donc de fixer sa rémunération fixe annuelle au plafond prévu par le décret du 9 août 1953. Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 15 février 2024 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2024, tout en relevant de nouveau que le montant du plafond introduit en 2012 dans le décret du 9 août 1953 n'a pas été réhaussé depuis cette date. Le Président ayant renoncé à bénéficier d'un véhicule de fonction, il ne bénéficie pas à ce jour d'avantages en nature.

Rémunération au titre de l'exercice 2025

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 6 février 2025 a décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général pour l'exercice 2025 et de fixer sa rémunération fixe annuelle au plafond prévu par le décret du 9 août 1953. Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 20 février 2025 a donc décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2025, en relevant comme en 2022 et 2023 que le montant du plafond introduit en 2012 n'a pas été réhaussé depuis cette date. Le Président ayant renoncé à bénéficier d'un véhicule de fonction, il ne bénéficie pas à ce jour d'avantages en nature.

Les tableaux ci-dessous présentent les éléments de la rémunération de Luc Rémont depuis sa nomination en qualité de Président-Directeur Général d'EDF sur les exercices 2023 et 2024.

Tableau n°1 - Synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées au dirigeant mandataire social

(en euros)	Exercice 2024	Exercice 2023
Luc Rémont, Président-Directeur Général		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (voir le détail tableau n° 2)	450 000	450 000
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice [2]	néant	néant
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice [2]	néant	néant
TOTAL	**450 000**	**450 000**

n.a. : non applicable.

(1) comme indiqué à la section 4.6.2, la Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et le dirigeant mandataire social ne bénéficie pas d'actions de performance.

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures versées au Président-Directeur Général au cours des exercices 2023 et 2024 ou dues au titre des exercices 2023 et 2024.

Tableau n°2 - Récapitulatif des rémunérations du dirigeant mandataire social

	Exercice 2024		Exercice 2023	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Luc Rémont, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
Rémunération variable	néant	néant	néant	néant
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature	0	0	0	0
TOTAL	**450 000**	**450 000**	**450 000**	**450 000**

n.a. : non applicable.

Autres éléments de rémunération

	Exercice 2024		Exercice 2023	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Luc Rémont, Président-Directeur Général				
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	néant	néant
Contrat de travail	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Indemnité de prise de fonction	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Indemnité de départ ou liée à la cessation des fonctions	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Clause de non-concurrence	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Retraite supplémentaire	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rémunérations versées ou attribuées par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation (article L. 233-16 du Code de commerce)	néant	néant	néant	néant
TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**

n.a. : non applicable.

Luc Rémont ne bénéficie, de la part de la Société, d'aucune indemnité ou d'aucun avantage dû ou susceptible d'être dû à raison de la cessation ou du changement de ses fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence. Il n'a pas conclu de contrat de travail avec la Société et ne bénéficie pas d'un régime de retraite supplémentaire.

Le Président-Directeur Général bénéficie des dispositifs de protection sociale (couvertures santé et prévoyance) mis en place par la Société au profit des dirigeants et cadres supérieurs non statutaires.

4.5.1.2 Rémunération des administrateurs

Fixation de la rémunération des administrateurs au titre de leur mandat

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale une somme fixe annuelle, soumise pour approbation au ministre chargé de l'Économie, à allouer aux administrateurs suivant les règles de répartition définies par le Conseil (voir « Rémunérations des administrateurs - Exercice 2024 et 2025 » ci-après).

Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.

En application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les rémunérations allouées, au titre de leur mandat, aux administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État, et ayant la qualité d'agent public de l'État, sont intégralement versées au budget de l'État.

Pour ceux qui n'ont pas la qualité d'agent public, un arrêté du ministre chargé de l'Économie et des Finances [1] précise que la Société verse au budget de l'État 15 % des rémunérations qui leur sont allouées au titre de leur mandat, les 85 % restants étant versés à l'administrateur.

Concernant le Représentant de l'État nommé en application de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, toute rémunération qu'il perçoit à raison de l'exercice de son mandat est versée au budget de l'État.

Rémunérations des administrateurs - Exercice 2024

Évolution apportée au système de rémunération des administrateurs par rapport à l'exercice 2023

Nouvelles modalités de rémunération

À compter du 1er janvier 2024, le système de rémunération des administrateurs a évolué vers un système de rémunération entièrement variable « à la séance », tenant compte de l'assiduité des administrateurs aux réunions du Conseil d'administration et de ses Comités et de leurs fonctions en tant que membre ou Président de Comité.

Simple et cohérent avec les pratiques de place, ce système s'inscrit dans les recommandations du Code AFEP-MEDEF qui préconisent une part variable prépondérante et une rémunération proportionnelle au nombre de réunions tenues traduisant ainsi l'investissement et la mobilisation des administrateurs.

Le dispositif antérieur (inchangé depuis l'exercice 2011) était fondé sur une répartition du montant de l'enveloppe annuelle de rémunération entre une part fixe (partagée de manière égale entre les administrateurs concernés) et une part variable (déterminée pour chaque administrateur concerné par application d'un coefficient variable selon le type de réunion et les fonctions de l'administrateur), représentant chacune la moitié de l'enveloppe.

L'Assemblée générale du 11 juin 2024, a fixé à 675 050 euros le montant de la somme fixe annuelle visée à l'article L.225-45 du Code de commerce à allouer aux membres du Conseil d'administration à titre de rémunération pour l'exercice 2024.

La répartition du montant de l'enveloppe est la suivante :

- les administrateurs sont rémunérés dans une limite de 596 050 euros selon le système de rémunération variable « à la séance » adopté par le Conseil d'administration du 10 juin 2024 ;
- les administrateurs membres du Groupe de travail sur le Projet d'entreprise du groupe EDF sont rémunérés à hauteur de 79 000 euros selon un montant forfaitaire par séance en fonction de leur qualité de membre ou de Président du Groupe de travail. Ce groupe de travail était composé de Bruno Crémel, Colette Lewiner, Claire Pedini, Christian Taxil et Alexis Zajdenweber. Le Conseil d'administration du 15 décembre 2023 a nommé Aurélie Frionnet membre de ce groupe de travail en remplacement de Christian Taxil.

Anciennes modalités de rémunération

Jusqu'au 31 décembre 2023, les modalités de répartition de l'enveloppe annuelle de rémunération des administrateurs, hors supplément éventuel de rémunération, régulièrement réexaminées par le Conseil d'administration, demeuraient inchangées depuis l'exercice 2011. Le montant de l'enveloppe annuelle se répartissait depuis lors entre une part fixe et une part variable, représentant chacune la moitié de l'enveloppe, réparties comme suit :

- la part fixe était partagée de manière égale entre les administrateurs concernés ; 50 % de la part fixe annuelle étaient versés au cours de l'exercice d'attribution et les 50 % restants au début de l'exercice suivant ;
- la répartition de la part variable entre les administrateurs était déterminée par application d'un coefficient variable selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence d'un administrateur à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité et un coefficient 2 pour la présidence d'un Comité. La part variable était divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient ; la part variable au titre d'un exercice était versée en totalité au début de l'exercice suivant.

Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été versée aux administrateurs au cours de l'exercice 2024, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L 233-16 du Code de commerce.

Rémunérations des administrateurs - Exercice 2025

Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance dont l'avis a été rendu en séance du 6 février 2025, et après en avoir délibéré, le Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a décidé de soumettre à l'assemblée générale qui sera convoquée pour approuver les comptes de l'exercice 2024 une enveloppe annuelle de 675 000 euros pour l'exercice 2025, au titre de la somme fixe annuelle à répartir entre les administrateurs en rémunération de leur mandat en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce et a confirmé les règles, applicables depuis l'exercice 2024, de répartition entre les administrateurs de cette somme fixe annuelle.

Il n'est prévu de verser aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération aux administrateurs au cours de l'exercice 2025, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

(1) Arrêté du 5 janvier 2018, modifiant l'arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014.

Tableau récapitulatif des rémunérations des administrateurs – Exercices 2023 et 2024 (montants bruts en euros)

Le tableau ci-dessous fait apparaître les montants bruts en euros des rémunérations attribuées et versées aux administrateurs au titre des exercices 2023 et 2024, conformément au système de rémunération applicable à chaque exercice, en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce.

	Montants attribués au titre de l'exercice 2024 et versés en juillet 2024 et février 2025	Montants attribués au titre de l'exercice 2023 et versés en août 2023 et février 2024
Montant global des rémunérations alloué par l'Assemblé générale d'EDF SA	675 050 [1]	550 000 [2]
Dont 100 % de part variable basée sur l'assiduité et les fonctions occupées par les administrateurs (membre ou Président de Comité)	*596 050* [3]	*n.a.*
Dont 50 % de part fixe et 50 % de part variable (application d'un coefficient variable selon le type de réunion et les fonctions occupées par les administrateurs (membre ou Président de Comité))	*n.a.*	*460 000* [4]
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*79 000* [5]	*90 000* [6]
Montant global des rémunérations effectivement attribué par EDF SA	615 550	550 000
Dont 100 % de part variable basée sur l'assiduité et les fonctions occupées par les administrateurs (membre ou Président de Comité)	536 550	*n.a.*
Dont 50 % de part fixe et 50 % de part variable (application d'un coefficient variable selon le type de réunion et les fonctions occupées par les administrateurs (membre ou Président de Comité))	*n.a.*	460 000
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*79 000* [5]	*90 000* [6]
Christophe Béguinet [7]	n.a.	n.a
Nathalie Collin	54 850	42 579
Bruno Crémel	77 150	70 609
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*34 000*	*30 000*
Gilles Denoyel	43 650	41 102
Anne-Marie Descôtes	29 800	36 177
Bruno Even [8]	19 700	*n.a.*
Aurélie Frionnet [7]	n.a.	n.a.
Delphine Geny-Stephann	44 000	39 624
Fabrice Guyon [7]	n.a.	n.a.
Gérald Lacoste [7]	n.a.	n.a.
Marie-Christine Lepetit	69 550	47 997
Colette Lewiner [9]	40 500	64 057
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*17 000*	*20 000*
Sandrine Lhenry [7]	n.a.	n.a.
Claire Pedini	72 200	43 564
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*16 000*	*n.a.*
Philippe Petitcolin	65 000	84 057
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*n.a.*	*40 000*
Cécile Pichot [7]	n.a.	n.a.
Luc Rémont [10]	n.a.	n.a.
Michèle Rousseau	49 000	42 087
Alexis Zajdenweber	50 150	38 147
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*12 000*	*n.a.*

(1) Le montant annuel des rémunérations à allouer aux membres du Conseil d'administration a été fixé à 675 050 euros par l'Assemblée générale du 11 juin 2024.

(2) Le montant annuel des rémunérations à allouer aux membres du Conseil d'administration a été fixé à 550 000 euros par l'Assemblée générale du 28 juin 2023.

(3) Les administrateurs sont rémunérés dans la limite d'un montant de 596 050 euros, en prenant en compte leur assiduité aux réunions du Conseil et des Comités ainsi que les fonctions qu'ils occupent (membre ou président de Comité), conformément aux règles adoptées par le Conseil d'administration du 10 juin 2024.

(4) La somme de 460 000 euros est répartie entre les administrateurs selon les règles de répartition définies par le Conseil d'administration depuis 2011 et comprenant une part fixe et une part variable, correspondant chacune à la moitié de la somme de 460 000 euros.

(5) Le montant annuel des rémunérations 2024 des administrateurs inclut un supplément de rémunération d'un montant total de 79 000 euros versés aux administrateurs membres du Groupe de travail sur le Projet d'entreprise du groupe EDF, (voir la section « Rémunérations des administrateurs – Exercice 2024 »).

(6) Le montant annuel des rémunérations 2023 des administrateurs inclut un supplément de rémunération d'un montant total de 90 000 euros alloués, conformément à la délibération du Conseil d'administration du 16 février 2023, aux administrateurs indépendants membres du Groupe de travail constitué par le Conseil dans le cadre du projet d'acquisition par EDF des activités nuclear steam power de General Electric et aux administrateurs indépendants ayant participé au Comité ad hoc constitué par le Conseil dans le cadre de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État en 2022 et clôturée en 2023. Ce supplément de rémunération a été réparti à hauteur de 30 000 euros pour les présidents du Groupe de travail et du Comité ad hoc et de 10 000 euros pour les administrateurs indépendants membres du Groupe de travail et du Comité ad hoc.

(7) Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.

(8) Bruno Even a été nommé administrateur, en remplacement de Madame Colette Lewiner, par l'Assemblée générale du 11 juin 2024.

(9) Colette Lewiner a démissionné de ses fonctions d'administratrice d'EDF en date du 11 juin 2024.

(10) Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.

4.5.2 Options de souscriptions ou d'achat d'actions - Actions gratuites

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions (actions de performance).

4.5.3 Ratios d'équité [1] et évolution des rémunérations 2020-2024

Le tableau ci-dessous présente l'évolution sur 5 ans du ratio entre le niveau de la rémunération du Président-Directeur Général et la rémunération moyenne sur une base équivalent temps plein de l'ensemble des salariés d'EDF (à l'exclusion de la rémunération du Président-Directeur Général), et du ratio entre le niveau de la rémunération totale du Président-Directeur Général et la rémunération médiane des salariés sur une base équivalent temps plein des salariés d'EDF (à l'exclusion de la rémunération du Président-Directeur Général), ainsi que l'évolution organique de l'EBITDA Groupe sur la même période.

	2024	2023	2022	2021	2020
Rémunération du Président-Directeur Général	450 000	450 000	455 059	453 660	453 660
Évolution de la rémunération du Président-Directeur Général [1]	0,0 %	0,0 % [2]	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Ratio d'équité/Rémunération moyenne [3]	5,7	5,8	6,3	6,6	6,6
Ratio d'équité/Rémunération médiane [3]	6,0	6,2	6,8	7,2	7,2
Évolution du salaire moyen [1] [4]	+2,2 %	+7,3 %	+5,8 %	-0,2 %	+2,87 %
Évolution du salaire médian [1] [4]	+2,7 %	+9,0 %	+6,2 %	-0,1 %	+3,54 %
Évolution organique de l'EBITDA Groupe [1]	-8,4 %	+903,4 %	-128,2 %	+11,3 %	- 2,70 %

(1) Évolution constatée en année N par rapport à l'année N-1.

(2) Évolution calculée sur la base de la rémunération fixe annuelle uniquement, soit 450 000 euros, Luc Rémont ne bénéficiant pas d'avantages en nature, contrairement à son prédécesseur.

(3) Les salaires des salariés d'EDF pris en compte comprennent le salaire fixe, la part variable, l'ensemble des primes, y compris celles liées au statut des IEG, ainsi que les éventuels avantages en nature.

(4) L'évolution significative du salaire moyen et du salaire médian constatée entre les exercices 2022 et 2023 est due à la mise en œuvre par EDF en 2023 de mesures salariales exceptionnelles dans un contexte marqué par la crise énergétique européenne et une inflation à un niveau historique.

Les salariés pris en compte pour le calcul des ratios ci-dessus sont l'ensemble des salariés équivalent temps plein de la société EDF en France, continûment présents sur l'année.

(1) Les ratios ont été établis conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.

5.

Performance financière et perspectives

5.1	**Examen de la situation financière et du résultat 2024**	**404**
5.1.1	Chiffres clés	404
5.1.2	Éléments de conjoncture	404
5.1.3	Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2024	410
5.1.4	Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements	416
5.1.5	Performance extra-financière	419
5.1.6	Perspectives financières	422
5.1.7	Gestion et contrôle des risques marchés	423
5.2	**Événements postérieurs à la clôture**	**429**
5.3	**Événements postérieurs à l'arrêté des comptes**	**429**
5.4	**Évolution des prix de marchés à fin février 2025**	**429**

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2024

5.1.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2024.

La très bonne performance opérationnelle se traduit par une forte hausse de la production nucléaire en France et de la production hydraulique en Europe. Les activités régulées et les renouvelables sont également en croissance. Néanmoins, l'EBE est en recul de 3,4 milliards d'euros dans un contexte de baisse des prix de marché.

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	118 690	139 715	(21 025)	-15,0	-15,7
EBE	36 523	39 927	(3 404)	-8,5	-8,4
Résultat d'exploitation	18 327	13 174	5 153	39,1	43,0
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	17 395	9 825	7 570	77,0	82,2
Résultat net part du Groupe	11 406	10 016	1 390	13,9	17,1
Résultat net courant [1]	15 233	18 481	(3 248)	-17,6	-15,8
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	14 651	17 851	(3 200)	-17,9	n.a.
Cash-flow Groupe [2]	3 868	9 581	(5 713)	-59,6	n.a.
Endettement financier net [3]	54 346	54 381	(35)	-0,1	n.a.

n.a. : non applicable

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir section « Résultat net courant »).

(2) Les produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie sont présentés désormais au sein du cash-flow groupe (pour un montant de 351 M€ au 31 décembre 2024 et 293 M€ au 31 décembre 2023). Ils étaient intégrés en 2023 dans les « Autres investissements financiers ». Les données comparatives ont été retraitées.

(3) L'endettement financier net est détaillé dans la section 4.1.

5.1.2 Éléments de conjoncture

5.1.2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité, des combustibles fossiles et du certificat d'émission de CO_2

5.1.2.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe [1]

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne 2024 en base (€/MWh)	57,7	85,9	108,5	70,2
Variation 2024/2023 des moyennes en base	(39,1)	(22,2)	(18,7)	(27,0)
Moyenne 2024 en pointe (€/MWh)	64,2	96,4	115,9	77,6
Variation 2024/2023 des moyennes en pointe	(45,4)	(23,8)	(21,2)	(31,7)

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2024/2023 sont calculées avec les valeurs exactes.

En France, le prix spot de l'électricité a été en baisse significative par rapport à son niveau de 2023 (-39,1 € /MWh en moyenne). Il a évolué entre -87,3 €/MWh et 284,2 €/MWh en 2024. Cette détente globale des prix spot repose sur les éléments d'équilibre offre-demande suivants [2] :

- Augmentation de la production d'électricité : la production électrique française a augmenté de 9 % par rapport à l'année dernière reposant principalement sur une augmentation de la production nucléaire (+13 % vs 2023) et une très bonne hydraulicité (+27 % vs 2023).
- Baisse des prix des commodités : -12 % pour l'indice spot PEG, l'indice de référence du gaz en France, en 2024 vs 2023.
- Demande atone : sur l'année 2024, la consommation non corrigée du climat et des effacements s'élève à 437,2 TWh (+0,9 TWh vs 2023). La demande française de 2024 reste ainsi, avec celle de 2023, la plus faible des vingt dernières années.

En conséquence,

- La production électrique associée à une consommation contenue a permis à la France d'être nette exportatrice tous les mois de l'année 2024 : le solde exportateur français a fortement progressé en 2024 grâce à une baisse des imports (-50 % vs 2023) et une hausse des exports (+35 % vs 2023), principalement en direction de la zone Core (comprenant 13 pays dont l'Allemagne et la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni). Avec 89 TWh d'exports nets d'électricité en 2024, la France a battu son record historique de 77 TWh datant de 2002.

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex ;
Royaume-Uni : cotation moyenne de la veille sur la bourse Nordpool ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME.

(2) Données issues du site ENTSO-E Transparency Platform

- L'année 2024 a été marquée par de nombreuses heures de prix spot négatifs ou nuls lors de production renouvelable importante dans un contexte d'une augmentation de la capacité installée d'énergies renouvelables, d'une très bonne hydraulicité associée à une demande atone. Plus précisément, l'année 2024 a connu 361 heures de prix spot négatifs contre 147 heures en 2023. Par ailleurs, les pays européens ont également subi une baisse des prix des commodités, entrainant la baisse des prix spot sur l'électricité partout en Europe sur l'année 2024.

5.1.2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe (1)

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2025 à terme en base sur l'année 2024 (€/MWh)	**76,7**	**94,1**	**108,0**	**85,0**
Variation 2024/2023 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	(86,0)	(50,0)	(40,2)	(43,9)
Prix à terme du contrat annuel 2025 en base au 27 décembre 2024 (€/MWh)	77,6	108,5	128,7	91,8
Moyenne du prix du contrat annuel 2025 à terme en pointe sur l'année 2024 (€/MWh)	**90,1**	**106,1**	**114,9**	**n.a.**
Variation 2024/2023 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	-147,6	-63,8	-52, 1	n.a.
Prix à terme du contrat annuel 2025 en pointe au 27 décembre 2024 (€/MWh)	87,7	120,7	135,2	n.a.

n.a. : non applicable

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2024/2023 sont calculées avec les valeurs exactes.

Les contrats annuels à terme de l'électricité pour livraison l'année suivante en base et en pointe ont baissé en moyenne par rapport à l'année dernière, dans tous les pays européens.

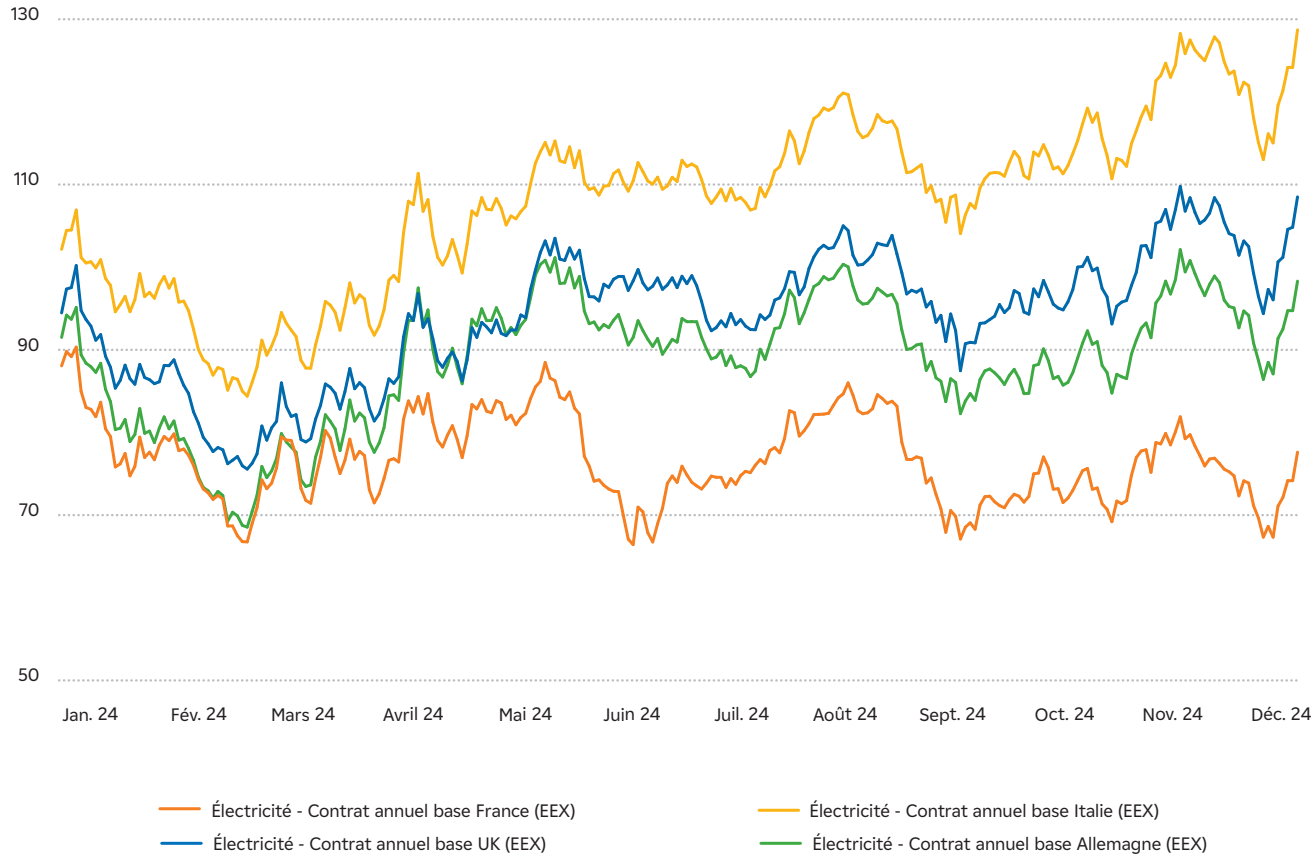
En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 76,7 €/MWh, en baisse de 86,0 €/MWh par rapport à l'année 2023. Il a évolué entre 66,4 €/MWh et 90,3 €/MWh et clôture l'année à 77,6 €/MWh. À titre de comparaison, le produit calendaire 2024 avait atteint son maximum sur 2023 de 243,7 €/MWh le 3 janvier, tandis que le produit 2025 a enregistré son maximum pour l'année 2024 à 90,3 €/MWh le 5 janvier.

Le produit pour livraison en 2025 a principalement suivi le recul des cours du gaz, du charbon et du CO_2 ainsi que le niveau de la demande, sans reprise de la consommation par rapport aux années pré-covid. La détente des prix de l'électricité à terme s'explique aussi par les prix spot révélés lors de l'année 2024, les acteurs de marchés intégrant progressivement leurs niveaux, bien en deçà de ceux de l'année 2023.

Par ailleurs, l'écart avec le prix calendaire allemand Y+1, marché européen le plus liquide, a évolué entre 0,8 €/MWh et -25,1 €/MWh. Alors que le prix français était presque toujours au-dessus du prix allemand en 2023, il est resté en dessous pratiquement tout au long de l'année 2024, intégrant là encore les niveaux de prix réalisés au spot, les prix spot français ayant été en moyenne inférieurs à ceux de nos voisins germaniques d'en moyenne 21,2 €/MWh en 2024.

(1) France, Italie, Belgique, Royaume-Uni : cotation EEX de l'année suivante.

ÉVOLUTION DES PRINCIPAUX CONTRATS À TERME EUROPÉENS D'ÉLECTRICITÉ EN BASE (N+1) EN €/MWH



5.1.2.1.3 Prix des combustibles fossiles et des certificats d'émission de CO_2 (1)

	Charbon (US$/t)	Pétrole (US$/bbl)	Gaz naturel (€/MWh)	EU ETS Déc année N (€/t)
Moyenne 2024	114,7	79,9	36,2	66,4
Variation 2024/2023 des moyennes annuelles	(11,6)	(2,3)	(14,4)	(19,1)
Plus haut sur l'année 2024	130,8	91,2	46,2	77,4
Plus bas sur l'année 2024	89,2	69,2	26,6	52,2
Prix au 31 décembre 2024	113,7	74,6	46,2 (le 27/12)	63,3 (le 16/12)
Prix au 29 décembre 2023	97,6	77,0	35,0 (le 27/12)	69,1 (le 18/12)

Le **prix du contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 36,2 €/MWh, en net recul par rapport à 2023 (- 28 % ou - 14,4 €/MWh vs 2023). Néanmoins, la dynamique a été globalement haussière durant l'année 2024 : le PEG 2025 a par ailleurs clôturé à 46,2 €/MWh, son niveau le plus haut sur l'année. Malgré une demande en baisse par rapport à 2023 (-6,1 %) liée à une sobriété pérenne et des stocks européens relativement hauts tout au long de l'année, les prix ont été soutenus par un contexte géopolitique tendu attisant les craintes des acteurs de marchés concernant l'approvisionnement européen et par une compétition pour le GNL accrue avec l'Asie.

Le prix du **charbon** pour livraison en année N+1 aux ports européens ARA (Amsterdam, Rotterdam et Antwerp) s'est établi en moyenne à 114,7 $/t, en recul par rapport à 2023 (-9 % ou -11,6 $/t vs 2023), et il clôture l'année 2024 à 113,7 $/t. Dans un contexte où les pays européens affichent des objectifs de sortie du charbon, la demande est restée faible en Europe.

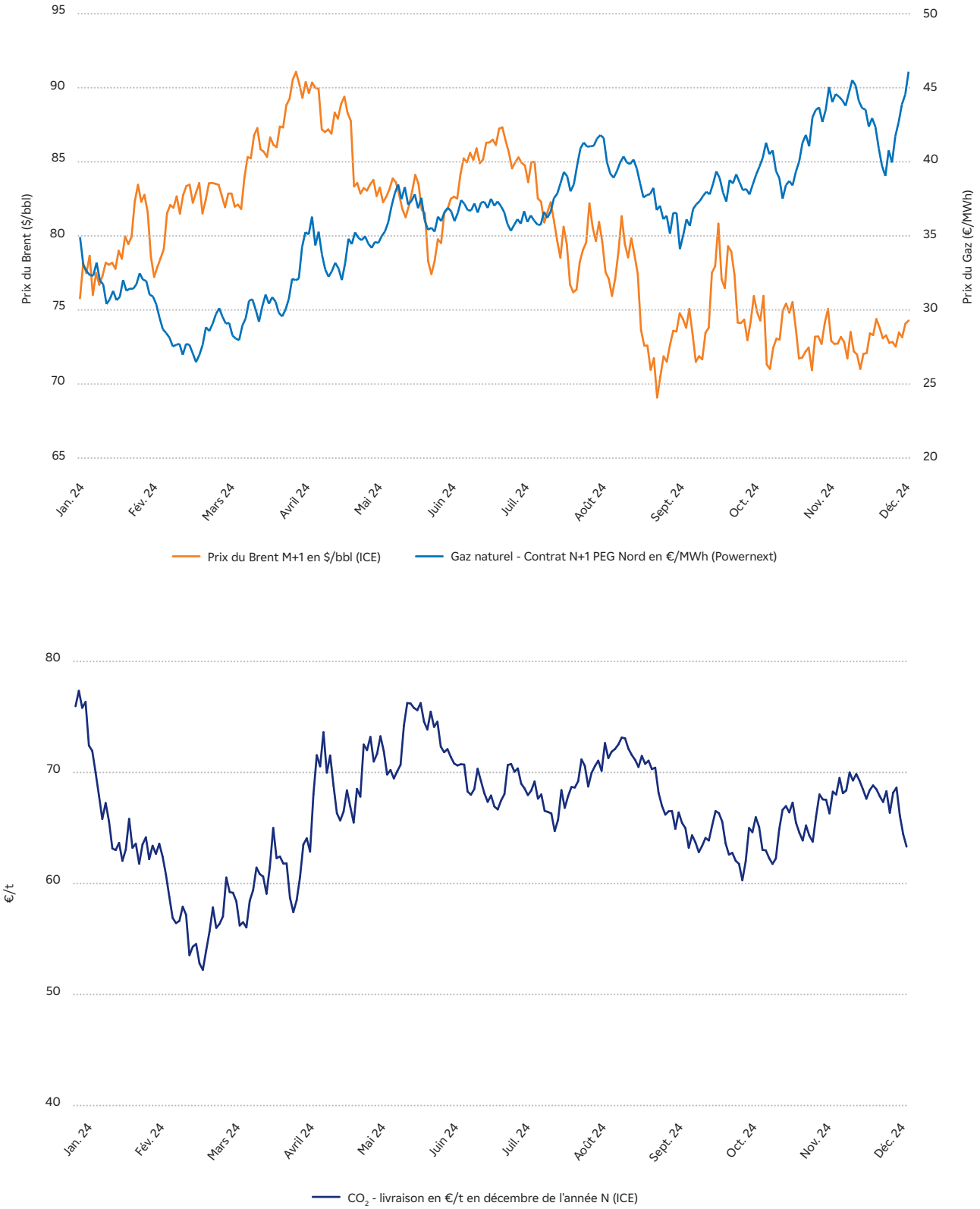
Ses variations ont principalement suivi celles du prix du gaz au cours de l'année, le cours trouvant du support dans la demande asiatique dont les importations ont notamment atteint des niveaux proches des records historiques durant l'été pour faire face aux vagues de chaleur. Ponctuellement, les coûts prévisionnels de production d'électricité au gaz et au charbon se sont rapprochés à l'été dans un contexte où le prix du charbon et du CO_2 baissait alors que le prix du gaz était à la hausse.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 79,9 $/bbl en 2024 (- 3 % ou - 2,3 $/bbl vs 2023). Le cours du Brent a été volatile en 2024, sans tendance claire. L'absence de signes tangibles de reprise de l'économie mondiale, en particulier en Chine, a pesé sur les prix, tandis que les cours ont été soutenus par les inquiétudes des marchés concernant l'offre, dans un contexte géopolitique tendu, notamment au Moyen-Orient, et par la stratégie de l'OPEP+ qui a volontairement limité sa production pour favoriser une hausse du cours.

(1) France, Italie, Belgique, Royaume-Uni : cotation EEX de l'année suivante.

Le prix du **certificat d'émission** pour livraison en décembre N s'est établi en moyenne à 66,4 €/t en 2024 (-22 %, soit -19,1 €/t vs 2023), s'échangeant dans une fourchette comprise entre 52,2 €/t et 77,4 €/t. La forte volatilité observée sur le marché, décorrélée des tendances des prix des commodités reflète un marché parfois spéculatif. À titre d'exemple, le résultat des élections européennes parlementaires en juin, qui a dévoilé le progrès de partis dont l'ambition climatique est moindre, a eu pour conséquence une baisse des prix du certificat d'émission. Celle-ci s'explique également par la moindre utilisation des actifs thermiques émetteurs de carbone cette année par rapport à 2023.

ÉVOLUTION DU PRIX GAZ NATUREL, DU PÉTROLE ET DES CERTIFICATS D'ÉMISSION DE CO_2



5.1.2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

5.1.2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

La **consommation d'électricité** en France continentale s'élève à 438,3 TWh en 2024 (données brutes). Elle est en hausse de 3,2 TWh. Cette variation s'explique par la présence d'une journée supplémentaire en février (+1,4 TWh), des températures globalement plus douces à la saison froide (principalement février) et moins chaudes l'été (-2,3 TWh), moins d'effacement (+0,2 TWh) et un surcroît de 3,9 TWh à rapprocher d'un léger essoufflement des comportements de sobriété ou d'un début d'électrification des usages.

La **consommation en gaz** en France continentale s'élève à 352,5 TWh en 2024 (données brutes). Elle baisse de 23,1 TWh (soit -6,1 %) par rapport à 2023.

5.1.2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni

La consommation d'**électricité au Royaume-Uni** a augmenté de 1 % par rapport à 2023, et la **consommation de gaz** de 3,9 % (données non corrigées de l'effet climat). Ces évolutions se sont inscrites dans un environnement de baisse des prix de l'énergie pour les consommateurs.

5.1.2.2.3 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2024, la **consommation d'électricité** en Italie s'est établie à 312,3 TWh, en hausse (+2,2 %) par rapport à 2023. Cette hausse s'explique par une reprise de la demande des consommateurs, notamment industriels, dans un contexte de baisse des prix de marché en raison d'une baisse des prix du gaz.

La **consommation de gaz naturel** en Italie est en baisse de 2,2 % par rapport à 2023, du fait de la baisse de la demande en gaz des centrales de production d'électricité suite à une meilleure hydraulicité.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, dans une délibération du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne hors taxes (HT) de 22,61 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 22,67 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2025. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 28 janvier 2025. Par ailleurs, un arrêté du 20 décembre 2024 a précisé les niveaux d'accises applicables à partir du 1er février 2025. Ces différentes évolutions ont conduit à une baisse moyenne toutes taxes comprises (TTC) de 15 % des tarifs bleus résidentiels et de 15,06 % des tarifs bleus non résidentiels.

Dans une délibération du 16 janvier 2025, la CRE a proposé les barèmes de prix des tarifs jaunes et verts applicables aux souscriptions pour des sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ces barèmes sont construits, comme pour les sites de puissances inférieures, par application de la méthode de construction "par empilement" des coûts, dont les principes sont décrits aux articles L. 337-6 et R. 337-19 du Code de l'énergie.

Au **Royaume-Uni**, le plafond des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz, suivant les variations des prix de marché, a été augmenté de 5 % au 1er janvier 2024 (1 928 £/an) puis a été réduit à deux reprises : de 12 % sur le deuxième trimestre 2024 (1 690 £/an) et de 8 % sur le troisième trimestre (1 568 £/an) pour un client résidentiel électricité et gaz (avec une consommation type). Une augmentation de 12 % a été constatée sur le dernier trimestre de l'année 2024 (1 717 £/an).

Ces niveaux de plafond sont bien inférieurs aux niveaux maximum (4 279 £/an) du 1er trimestre 2023.

En **Italie**, le prix moyen en 2024 du tarif d'électricité PUN TWA (*Single National Time Weighted Average*) s'est établi à un niveau de 108,4 €/MWh, en baisse de 14,9 % par rapport à 2023 (127,4 €/MWh). Cette réduction s'explique par une diminution des prix du gaz par rapport à 2023. Le prix du gaz spot a baissé de 14,3 % par rapport à 2023 pour s'établir à 38,4 c€/smc^3 (1) en raison d'une moindre tension sur les marchés internationaux.

L'autorité de régulation italienne (ARERA) a engagé la suppression progressive des tarifs réglementés pour les clients résidentiels et leur bascule vers des offres de marché.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France

5.1.2.4.1 Température en France

En 2024, la température moyenne s'est élevée à 13,3°C, soit 0,5°C de moins que le niveau de 2023 mais 0,6°C de plus que la normale. La période hivernale du début de l'année 2024 a été plus douce que celle de 2023 (en particulier en février : 9,1°C en 2024 vs 6,4°C en 2023), l'été moins chaud (20,3°C en 2024 vs 21,3°C en 2023), le printemps et le reste de l'année sensiblement plus frais.

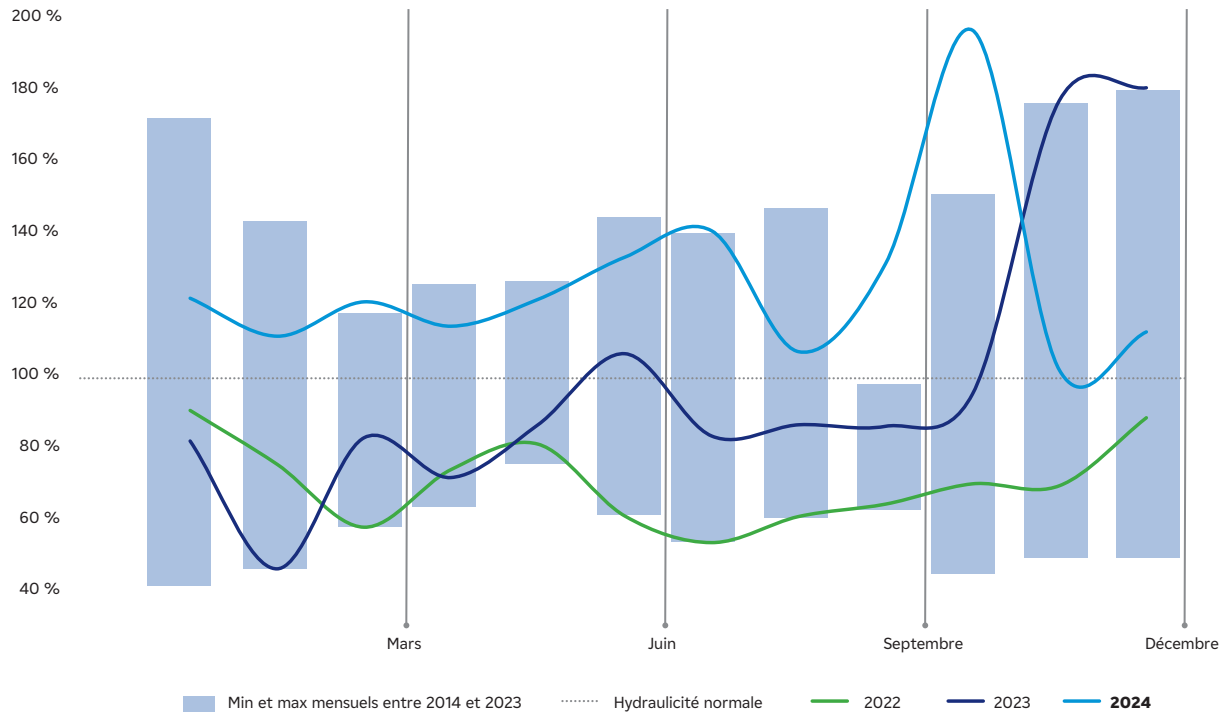
5.1.2.4.2 Pluviométrie, enneigement, hydraulicité en France

L'année 2024 a été marquée par une pluviométrie abondante contrastant avec la sècheresse des années 2023 et 2022. L'enneigement a été très déficitaire dans les Pyrénées sur l'ensemble de l'année 2024 mais tout le temps excédentaire dans les Alpes où il a atteint un maximum proche du quantile 90% autour du 2 avril.

Face aux cumuls de précipitations et au stock de neige élevé dans les Alpes, les apports hydrauliques de 2024 ont été excédentaires tous les mois de l'année par rapport à la moyenne historique (2). L'indice d'hydraulicité 2024 s'élève à 1,26 sur le périmètre EDF contre 0,98 en 2023 et 0,71 en 2022. Dans ces conditions, le taux de remplissage des stocks hydrauliques a atteint 68,8 % à fin décembre 2024, soit 5,8 points de plus que la moyenne historique (2).

(1) 1 c€/smc^3 = 1 €/MWh.
(2) Période de 1986 à 2023

HYDRAULICITÉ D'EDF EN FRANCE
(Période de 1986 à 2023)



5.1.2.4.3 Événements climatiques en France et action du Groupe

En 2024, les aléas climatiques ont été nombreux sur le territoire français (cyclones, inondations, tempêtes…). Le groupe EDF continue de démontrer son engagement face aux aléas climatiques en mobilisant des ressources humaines et matérielles conséquentes.

Par exemple, lors du passage du cyclone Chido qui a frappé l'archipel de Mayotte en décembre dernier, EDF a apporté son soutien à Électricité de Mayotte (EDM). La Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN), spécialisée dans la gestion de crise, a été activée pour fournir des moyens logistiques, incluant l'installation de deux bases vie. De plus, la Force d'Intervention Rapide de l'Électricité (FIRE) d'Enedis a été déployée pour renforcer les efforts sur le terrain.

De même, lors de la tempête Caetano qui a touché la France métropolitaine, le réseau de distribution électrique a dû faire face à des aléas climatiques provoquant des chutes d'arbres et de branches sur les câbles. Enedis a immédiatement mobilisé ses salariés et ses prestataires pour intervenir. Les renforts de la FIRE ont été mis à disposition des régions les plus touchées dès que les conditions de circulation l'ont permis, démontrant une fois de plus la réactivité et l'engagement du groupe EDF face aux crises climatiques.

Lorsque le cyclone Belal a touché La Réunion, avec des vents violents causant des dégâts importants au réseau électrique, des moyens significatifs ont là aussi été mobilisés : 200 techniciens, 50 véhicules, 6 hélicoptères, ainsi que la FIRE Enedis et SEI, avec des renforts d'Enedis et d'EDF Corse.

5.1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2024

Le chiffre d'affaires et l'EBE sont analysés par segment (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Industrie et Services, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	2024	2023
Chiffre d'affaires	**118 690**	**139 715**
Achats de combustible et d'énergie	(54 217)	(80 989)
Autres consommations externes [1]	(10 798)	(10 493)
Charges de personnel	(16 916)	(15 470)
Impôts et taxes	(4 142)	(4 064)
Autres produits et charges opérationnels	3 906	11 228
EBE	**36 523**	**39 927**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	443	363
Dotations aux amortissements	(11 970)	(11 161)
(Pertes de valeur)/reprises	(1 835)	(13 011)
Autres produits et charges d'exploitation	(4 834)	(2 944)
Résultat d'exploitation	**18 327**	**13 174**
Coût de l'endettement financier brut	(4 094)	(3 830)
Effet de l'actualisation	(3 190)	(3 988)
Autres produits et charges financiers	6 352	4 469
Résultat financier	**(932)**	**(3 349)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**17 395**	**9 825**
Impôts sur les résultats	(4 887)	(2 470)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	(683)	257
Résultat net des activités en cours de cession	29	-
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**11 854**	**7 612**
Dont Résultat net - part du Groupe	**11 406**	**10 016**
Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**448**	**(2 404)**

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

5.1.3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 118 690 millions d'euros en 2024, en baisse de 21 025 millions d'euros (-15 %) par rapport à 2023. Hors effets de change (545 millions d'euros) et hors effets de périmètre (318 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique (-15,7 %.)

5.1.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires par segment

La ventilation du chiffre d'affaires est présentée aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments.

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation [1]	50 966	64 244	(13 278)	-20,7	-20,7
France - Activités régulées [2]	20 071	19 413	658	3,4	3,4
EDF Renouvelables	2 154	2 031	123	6,1	6,3
Dalkia	6 018	6 395	(377)	-5,9	-5,4
Industrie et services [3]	5 173	4 066	1 107	27,2	18,0
Royaume-Uni	17 498	21 132	(3 634)	-17,2	-19,8
Italie	15 223	17 787	(2 564)	-14,4	-14,4
Autre international	4 596	5 583	(987)	-17,7	-17,2
Autres métiers	4 848	7 677	(2 829)	-36,9	-36,8
Éliminations inter-segments	(7 857)	(8 613)	756	-8,8	-8,8
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**118 690**	**139 715**	**(21 025)**	**-15,0**	**-15,7**

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie, de services et de conseil.

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE).

(3) Industrie et Services : incluant désormais les entités Framatome et Arabelle Solutions, consolidée depuis le 31 mai 2024.

5.

France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 50 966 millions d'euros, en baisse organique de 13 278 millions d'euros (-20,7 %).

Sur l'activité de commercialisation, le chiffre d'affaires facturé aux clients finals est en baisse de (7 409) millions d'euros du fait de l'évolution des prix. Le chiffre d'affaires relatif aux clients en offre de marché diminue, du fait de la baisse des prix marchés, tandis que le chiffre d'affaires relatif aux clients aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) augmente du fait de tarifs plus élevés en janvier 2024 comparés à janvier 2023 (hausse de 20 % HT au 1er février 2023 puis 10 % au 1er août 2023), accompagnés d'une stabilité des tarifs HT de février à décembre par rapport à 2023 (hausse de 0,2 % au 1er février 2024). Par ailleurs, le dispositif de bouclier tarifaire instauré fin 2022 par l'État a pris fin au 1er février 2024 pour l'électricité et au 1er juillet 2023 pour le gaz. Seuls les dispositifs de compensation au titre des amortisseurs et sur-amortisseurs ont été maintenus. Ainsi, la compensation relative à ces dispositifs s'est élevée sur 2024 à 1 563 millions d'euros, en baisse de (12 337) millions d'euros par rapport à l'année dernière. Ces produits liés aux compensations sont comptabilisés en Autres Produits et Charges Opérationnels (impact en EBE). Au total, la baisse des revenus du portefeuille client est de (19 686) millions d'euros.

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en baisse de (4 967) millions d'euros, en raison d'une baisse des prix marquée entre 2023 et 2024. À noter que l'effet en EBE est neutre du fait du mécanisme de compensation des produits et charges liés aux obligations d'achat dans le cadre du dispositif de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE).

Les ventes de capacité aux enchères ont un impact négatif de 404 millions d'euros, conséquence de la baisse des prix observée sur les enchères de garanties de capacité sur les années de livraison futures, traduisant une anticipation d'un équilibre offre-demande moins tendu sur les prochaines années.

Les ventes de gaz ont un impact négatif de 180 millions d'euros, porté par la baisse des prix, partiellement compensée par des volumes vendus plus importants.

Enfin, les filiales des activités d'agrégation voient leur chiffre d'affaires baisser de 463 millions d'euros, baisse portée par la diminution des prix marché (impact limité sur l'EBE).

Bilan électrique

En France, la hausse de 41,3 TWh de la production nucléaire à 361,7 TWh, conformément à la réestimation publiée le 11 décembre 2024, reflète la meilleure disponibilité du parc.

La hausse de 11,8 TWh de la production hydraulique brute en France [1] à 50,6 TWh s'explique par de meilleures conditions hydrauliques (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France »).

Les centrales thermiques ont été moins sollicitées en 2024 (2,7 TWh contre 6,7 TWh en 2023).

Les volumes vendus aux clients finals sont en baisse de -3,9 TWh (hors effets du climat et de période). Cette diminution est partiellement compensée par une consommation unitaire en hausse de 1,0 TWh par rapport à 2023. L'impact du climat est estimé à -1,3 TWh, porté par une année 2024 plus douce que l'année 2023, en particulier sur le premier semestre.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 82,1 TWh : il était également vendeur net en 2023 à hauteur de 29,3 TWh.

France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 20 071 millions d'euros, en hausse organique de 658 millions d'euros (+3,4 %) par rapport à 2023.

Cette hausse est portée par l'augmentation du chiffre d'affaires d'Enedis [2] de 747 millions d'euros, en lien avec l'indexation du TURPE 6 (+4,81 % HT au 1er novembre 2024, soit +698 millions d'euros).

(1) Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 42,9 TWh en 2024 (33,0 TWh en 2023).

(2) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires **d'EDF Renouvelables** s'élève à 2 154 millions d'euros, en hausse organique de 127 millions d'euros (+6,2 %) par rapport à 2023 portée par la production des parcs en exploitation. La production s'élève à 25 TWh à fin décembre 2024, en hausse de 9,8 % par rapport à décembre 2023. L'impact positif des mises en services réalisées en 2023 et 2024 est atténué par des conditions de vent et d'ensoleillement moins favorables et la baisse des prix.

Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 6 018 millions d'euros, en baisse organique de 347 millions d'euros (-5,4 %) par rapport à 2023. Cette évolution est principalement liée à la baisse de 23 % du prix du moyen du gaz ainsi qu'aux ventes ponctuelles d'actifs de production en 2023 sans équivalent en 2024.

Industrie et services

Le segment **Industrie et services** intègre les activités du sous-groupe Framatome et les activités nucléaires d'Arabelle Solutions, entrée dans le périmètre du Groupe en mai 2024.

Le chiffre d'affaires de **Framatome à ses bornes** s'élève à 4 667 millions d'euros, en hausse organique de 480 millions d'euros (+11,8 %) par rapport à 2023 du fait de la montée en puissance des Projets nouveaux nucléaires en France et au Royaume-Uni et d'une accélération des livraisons de combustible aux USA et en Europe.

Le chiffre d'affaires de **Arabelle Solutions à ses bornes** s'élève à 506 millions d'euros pour les 7 mois depuis son entrée dans le périmètre du groupe EDF.

Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 17 498 millions d'euros, en baisse organique de 4 194 millions d'euros (-19,8 %) par rapport à 2023.

Cette évolution s'explique principalement par l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente électricité et gaz aux clients depuis un an.

Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 15 223 millions d'euros, en baisse organique de (2 554) millions d'euros (-14,4 %) par rapport à 2023, dans un contexte général de baisse des prix de marché.

Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, au Brésil et en Asie (Vietnam et Laos). Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 4 596 millions d'euros, en baisse organique de (962) millions d'euros (-17,2 %) par rapport à 2023.

En Belgique [1], le chiffre d'affaires est en baisse organique de (967) millions d'euros (-20,9 %) par rapport à 2023. Cette évolution résulte de la baisse des prix de vente de l'électricité et du gaz.

Au Brésil, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 39 millions d'euros (+5,8 %), en raison d'un taux d'appel de la centrale plus important qu'en 2023 du fait d'un niveau d'hydraulicité faible au Brésil.

Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent essentiellement EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 4 848 millions d'euros, en baisse organique de (2 827) millions d'euros (-36,8 %) par rapport à 2023.

- Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 2 709 millions d'euros, en baisse organique de (1 074) millions d'euros (-28,4 %) par rapport à 2023. Cette évolution s'explique par une baisse des prix de marché de gros du gaz et des volumes livrés au terminal de Dunkerque.
- Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 1 908 millions d'euros, en baisse organique de (1 757) millions d'euros (-47,9 %) par rapport à 2023 dans un contexte de moindre volatilité et de baisse de prix comparé à 2023. Ce résultat est supérieur à ceux des années 2021 et précédentes, traduisant la performance d'EDF Trading.

5.1.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une baisse organique de (3 354) millions d'euros, soit -8,4 %. Cette évolution s'explique principalement par une diminution sur les secteurs **France - Activités de production et commercialisation** ((3 727) millions d'euros), **Autres métiers** ((1 269) millions d'euros) et **Royaume-Uni** ((595) millions d'euros), a contrario, une croissance sur le secteur **France - Activités régulées** (1 869 millions d'euros) et **EDF Renouvelables** (456 millions d'euros).

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**118 690**	**139 715**	**(21 025)**	**-15,0**	**-15,7**
Achats de combustible et d'énergie	(54 217)	(80 989)	26 772	-33,1	-33,5
Autres consommations externes	(10 798)	(10 493)	(305)	2,9	0,5
Charges de personnel	(16 916)	(15 470)	(1 446)	9,3	7,6
Impôts et taxes	(4 142)	(4 064)	(78)	1,9	1,7
Autres produits et charges opérationnels	3 906	11 228	(7 322)	-65,2	-64,9
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**36 523**	**39 927**	**(3 404)**	**-8,5**	**-8,4**

5.1.3.2.1 Analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 54 217 millions d'euros en 2024, en baisse organique de (27 104) millions d'euros (-33,5 %) par rapport à 2023.

  Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de (17 201) millions d'euros en raison de la baisse des prix de marché et des volumes d'achats d'énergie dans un contexte de hausse de la production nucléaire et hydraulique,

  Sur le segment **France - Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de (1 447) millions d'euros, portée par la diminution des prix relatifs aux achats de pertes.

  En **Italie**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de (2 441) millions d'euros en raison notamment de la baisse des prix et des volumes des achats de gaz,

  Au **Royaume-Uni**, la baisse organique des achats de combustible et d'énergie de (3 628) millions d'euros (-25,4 %) est principalement liée à l'impact de la baisse des prix de marché.

(1) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 10 798 millions d'euros, en hausse organique de 48 millions d'euros (+0,5 %) par rapport à 2023. Cette variation est portée essentiellement le segment **France - Activités de production et commercialisation, avec une augmentation de** 41 millions d'euros, soit +1,4 % par rapport à 2023, reflétant notamment les achats liés au développement des activités de service et de maintenance nucléaire.
- L**es charges de personnel du Groupe** s'établissent à 16 916 millions d'euros, en hausse organique de 1 171 millions d'euros (+7,6 %) en lien avec les augmentations salariales dans un contexte inflationniste, et avec la croissance des effectifs, portée principalement par les activités nucléaires.
- L**es impôts et taxes** s'élèvent à 4 142 millions d'euros, en hausse organique de 68 millions d'euros (+1,7 %) par rapport à 2023.

  Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation,** la hausse organique de 141 millions d'euros (+6,8 %) est principalement due à la hausse des taux de la taxe foncière et de la Contribution Économique et Territoriale,

  Au **Royaume-Uni**, les impôts et taxes sont en hausse organique de 90 millions d'euros (+17,1 %) en lien principalement avec la taxe Electricity Generation Levy sur les revenus de la production nucléaire en augmentation du fait de prix du nucléaire réalisés plus élevés qu'en 2023.
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 3 906 millions d'euros, en baisse organique de 7 283 millions d'euros (-64,9 %) par rapport à 2023, portée essentiellement sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, qui enregistre une baisse organique de 7 804 millions d'euros. Celle-ci est essentiellement liée à la baisse de la CSPE, conséquence de la fin du dispositif de bouclier tarifaire à compter de février 2024. **EDF Renouvelables** connait, pour sa part, une hausse organique de 430 millions d'euros (+140,1 %) principalement liée à des opérations de cessions aux USA et d'échange d'actifs au Brésil.

5.1.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	20 950	24 677	(3 727)	-15,1	-15,1
France - Activités régulées	5 576	3 707	1 869	50,4	50,4
EDF Renouvelables	1 387	932	455	48,8	48,9
Dalkia	425	407	18	4,4	4,7
Industrie et services [1]	118	255	(137)	-53,7	-1,6
Royaume-Uni	3 485	3 967	(482)	-12,2	-15,0
Italie	1 762	1 855	(93)	-5,0	-4,1
Autre international	835	872	(37)	-4,2	-3,1
Autres métiers	1 985	3 255	(1 270)	-39,0	-39,0
EBE GROUPE	**36 523**	**39 927**	**(3 404)**	**-8,5**	**-8,4**

(1) Industrie et Services : incluant désormais les entités Framatome et Arabelle Solutions, consolidée depuis le 31 mai 2024.

France - Activités de production et commercialisation

L'EBE diminue de 3 727 millions d'euros (-15,1 %) entre 2024 et 2023. La baisse des prix de vente aux clients finals, de moindres achats d'énergie à un prix moindre ainsi que les achats/ventes sur les marchés sont les principales raisons de cette diminution. Cet impact "prix" est compensé par un niveau de production en hausse, à la fois sur le nucléaire (+41,3 TWh) et sur la production hydraulique (+9,9 TWh après déduction de la consommation du pompage). Ces hausses ont un effet favorable de 3 121 millions d'euros au titre de la production nucléaire, et 863 millions d'euros pour la production hydraulique.

France - Activités régulées [1]

La hausse de l'EBE s'explique essentiellement par une variation positive de marge brute acheminement pour +1 823 millions d'euros, en lien avec la baisse des prix de l'énergie sur les achats de pertes et la hausse des recettes portée par l'évolution du TURPE 6.

EDF Renouvelables

La croissance de l'EBE est principalement localisée sur les opérations de « Développement-Vente d'Actifs Structurés » avec notamment des opérations significatives aux États-Unis et au Brésil. L'EBE production progresse grâce à la hausse des volumes produits de 9,8 % provenant des mises en service de parcs réalisées en 2023 et 2024 malgré des conditions de vent et d'ensoleillement moins favorables en France et des prix de marché en baisse.

Dalkia

L'augmentation de l'EBE de Dalkia s'explique par la performance des activités commerciales en France dans les services d'efficacité énergétique et les activités de décarbonation. En revanche, les ventes d'électricité des installations de cogénération sont en recul par rapport à 2023.

Industrie et services

Le segment Industrie et services intègre les activités du sous-groupe Framatome et les activités nucléaires d'Arabelle Solutions.

L'EBE de **Framatome à ses bornes**, s'établit à 629 millions d'euros, en hausse organique de +35 millions d'euros (+5,9 %). Cette croissance est liée à la montée en puissance des Projets Nouveau Nucléaire en France et au Royaume-Uni, couplée à une accélération des ventes de combustibles aux États-Unis.

L'EBE contributif Groupe de **Framatome**, s'élève à 242 millions d'euros : malgré un meilleur niveau des ventes de combustibles aux États-Unis, cet EBE est quasiment stable vs décembre 2023, du fait d'une part plus importante des résultats liés aux projets internes au groupe EDF relatifs au nouveau nucléaire en France et au Royaume-Uni, ainsi que des coûts R&D.

L'EBE d'**Arabelle Solutions** s'élève à (120) millions d'euros pour les 7 mois depuis son entrée dans le périmètre du groupe EDF.

(1) Activités régulées comprenant Enedis, ÉS et les activités insulaires.

Royaume-Uni

Le recul de l'EBE s'explique en particulier par une baisse des marges dans les segments des clients résidentiels et petites entreprises, ainsi que l'impact des baisses de prix de marché. En effet, le premier semestre 2023 avait bénéficié d'un recouvrement exceptionnel d'une partie des coûts supportés lors de la crise de l'énergie.

La performance opérationnelle a été solide avec une production nucléaire stable à 37,3 TWh malgré des arrêts fortuits plus importants que l'an passé. L'optimisation des arrêts planifiés et des prix nucléaires réalisés plus élevés ont permis de compenser l'impact de ces arrêts fortuits.

Italie

La baisse de l'EBE s'explique en particulier dans les activités gaz par une baisse des marges du portefeuille de contrats d'approvisionnement.

Dans les activités de production d'électricité, malgré la baisse des prix, les conditions d'hydraulicité exceptionnelles permettent une hausse de la production, ce qui contribue positivement en EBE. En revanche, la contribution de la production thermique à l'EBE est impactée négativement par la baisse des prix.

Dans les activités de commercialisation, les marges sont en amélioration dans les ventes d'électricité et de gaz.

Autre international

Au Brésil, l'EBE est en légère baisse du fait d'un effet change défavorable et de la revalorisation du prix à la baisse du *Power Purchase Agreement* attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en novembre 2023. Ce dernier a pris fin en novembre 2024, ouvrant une période *merchant* et la participation à de nouveaux appels d'offre.

Autres métiers

La hausse de l'EBE des **activités gazières** (275 millions d'euros en 2024, soit +341 millions d'euros vs 2023) s'explique par de meilleures marges dans les activités de stockage et, dans une moindre mesure, par de meilleures marges dans l'activité de gestion des actifs GNL, malgré une baisse de l'activité du terminal de Dunkerque.

L'EBE d'**EDF Trading** traduit la bonne performance de cette entité qui est toutefois en baisse dans un contexte de recul des prix et des volatilités sur les marchés de gros.

5.1.3.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 18 327 millions d'euros en 2024, en hausse de 5 153 millions d'euros et en hausse organique de 5 664 millions d'euros.

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**36 523**	**39 927**	**(3 404)**	**-8,5**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	443	363	80	22,0
Dotations aux amortissements *	(11 970)	(11 161)	(809)	7,2
(Pertes de valeur) / reprises	(1 835)	(13 011)	11 176	-85,9
Autres produits et charges d'exploitation	(4 834)	(2 944)	(1 890)	64,2
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**18 327**	**13 174**	**5 153**	**39,1**

** Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.*

5.1.3.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* augmentent de 80 millions d'euros dans un contexte de normalisation des prix et de la volatilité des marchés de commodités.

5.1.3.3.2 Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées en 2024 s'élèvent à 1 835 millions d'euros et portent principalement sur :

- les actifs en cours de construction du projet Hinkley Point C (HPC) pour 1 116 millions d'euros, en lien avec la mise à jour des hypothèses de taux d'actualisation, d'inflation et de change. Cette dépréciation est réversible en cas d'indice d'augmentation significative de la valeur de l'actif autre que l'effet du passage du temps sur les cash flows actualisés ;
- les actifs du projet de développement de petit réacteur modulaire de Nuward (Small Modular reactors) pour 230 millions d'euros, en lien avec la nouvelle orientation du projet basée sur un nouveau design s'appuyant sur des briques technologiques éprouvées et plus en adéquation avec les conditions de marché ;
- des projets d'EDF Renouvelables aux États-Unis, en Chine, au Royaume-Uni, pour un montant total de 157 millions d'euros.

Les principes et les résultats des tests de perte de valeur sont présentés en note 10.7 « Pertes de valeur / reprises » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

5.1.3.3.3 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation correspondent à une charge nette de 4 834 millions d'euros en 2024. La hausse de 1 890 millions d'euros par rapport à 2023 est principalement due, sur le segment **France - Activités de production et commercialisation** à la hausse des provisions nucléaires. Le changement de stratégie industrielle pour l'entreposage des combustibles usés et la réestimation des coûts du site d'entreposage de CIGEO ont conduit à une dotation complémentaire de 3 978 millions d'euros en 2024, alors qu'en 2023, la renégociation du contrat ATR 24-26 avec Orano avait conduit à une dotation de 1 073 millions d'euros sans équivalent en 2024.

5.1.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(4 094)	(3 830)	(264)	6,9
Effet de l'actualisation	(3 190)	(3 988)	798	-20,0
Autres produits et charges financiers	6 352	4 469	1 883	42,1
RÉSULTAT FINANCIER	**(932)**	**(3 349)**	**2 417**	**-72,2**

Le résultat financier représente une charge de (932) millions d'euros en 2024, en amélioration de 2 417 millions d'euros par rapport à 2023 en raison de :

- la bonne performance du portefeuille des actifs dédiés avec un rendement de 10,8 % (vs 10,2 % en 2023), permise par l'évolution favorable des marchés financiers, et en particulier des marchés actions en 2024, qui se traduit par une amélioration des autres produits et charges financières de 1 883 millions d'euros (avec un impact cash limité) ;
- une baisse de la charge de désactualisation de 798 millions d'euros, principalement liée à la hausse de 0,10 % du taux réel d'actualisation des provisions nucléaires en France en 2024. Il était resté stable en 2023 (sans impact cash) ;
- la gestion active de la dette, dans un contexte de taux d'intérêt élevés, qui a permis de stabiliser le coût de l'endettement financier brut à 264 millions d'euros.

Le résultat financier courant s'établit à (3 709) millions d'euros, en hausse de 1 865 millions d'euros. Il est retraité des éléments non récurrents, dont en particulier la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédiés.

5.1.3.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (4 887) millions d'euros au 31 décembre 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 % (contre une charge de (2 470) millions d'euros en 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13 %).

La variation de (2 417) millions d'euros par rapport à 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 7 570 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt théorique supplémentaire de (1 955) millions d'euros.

La variation de la charge d'impôt de 2024 est également affectée par la dépréciation d'impôts différés actifs aux États-Unis, pour 183 millions d'euros, alors que le Groupe avait, à l'inverse, reconnu en 2023 un actif d'impôt différé de 1 060 millions d'euros au titre de l'intégralité du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %). L'exercice 2023 avait, de plus, été marqué par l'effet défavorable de pertes de valeur au Royaume-Uni, dont une quote-part significative était fiscalement non déductible, sans équivalent en 2024.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, certaines provisions nucléaires et les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 26,48 % au 31 décembre 2024 contre un taux de 20,6 % au 31 décembre 2023.

5.1.3.6 Résultat net

Le **résultat net courant** s'élève à 15 233 millions d'euros. La baisse de 3 248 millions d'euros reflète notamment la diminution de l'EBE et la hausse de la charge d'impôt limitée par une amélioration du résultat financier sur l'année 2024.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 11 406 millions d'euros, en augmentation de 1 390 millions d'euros. Malgré la dégradation du résultat net courant induite par la baisse de l'EBE, l'amélioration du résultat net part du Groupe s'explique notamment par les éléments après impôt suivants :

- une dépréciation de la valeur du projet Hinkley Point C pour 782 millions d'euros en 2024, en raison de la révision des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation. En 2023, la valeur du projet et du goodwill d'EDF Energy avait fait l'objet d'une dépréciation à hauteur de 7 927 millions d'euros après l'annonce du délai et des coûts supplémentaires faite en janvier 2024 ;
- une dépréciation au titre du projet éolien en mer Atlantic Shores aux États-Unis pour 934 millions d'euros [(1)], au sein de la quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ;
- la nouvelle estimation des coûts prévisionnels d'entreposage des combustibles usés en France pour 2 376 millions d'euros et une réévaluation des coûts du site d'entreposage de CIGEO pour 575 millions d'euros ;
- la variation de juste valeur des instruments financiers et les dépréciations de prêts actionnaires, notamment relatifs au projet de Neart na Gaoithe (NNG), pour 306 millions d'euros.

(1) Comprend pour l'essentiel une dépréciation des titres ainsi qu'une provision.

5.1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**36 523**	**39 927**	**(3 404)**	**-8,5**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 522)	3 939	(5 461)	-138,6
EBE Cash	**35 001**	**43 866**	**(8 865)**	**-20,2**
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 452)	(7 785)	6 333	-81,3
Investissements nets [1]	(22 402)	(19 100)	(3 302)	17,3
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	53	(53)	106	-200,0
Cash-flow généré par les opérations [2]	**11 200**	**16 928**	**(5 728)**	**-33,8**
Cessions d'actifs	9	80	(71)	-88,8
Impôt sur le résultat payé	(3 384)	(3 695)	311	-8,4
Frais financiers nets de produits financiers [2]	(2 362)	(2 241)	(121)	5,4
Actifs dédiés	(344)	(378)	34	-9,0
Dividendes versés en numéraire	(1 252)	(1 113)	(139)	12,5
Cash-flow Groupe	**3 868**	**9 581**	**(5 713)**	**-59,6**
Émissions TSDI	1 728	1 377	351	25,5
Rachats TSDI	(3 742)	(1 369)	(2 373)	173,3
Autres variations monétaires	(523)	(365)	(158)	43,3
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**1 332**	**9 224**	**(7 892)**	**-85,6**
Effet de la variation de change	(240)	(162)	(78)	48,1
Autres variations non monétaires	(1 057)	1 057	(2 114)	-200,0
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	**35**	**10 119**	**(10 084)**	**-99,7**
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession				
Endettement financier net ouverture	**54 381**	**64 500**	**(10 119)**	**-15,7**
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**54 346**	**54 381**	**(35)**	**-0,1**

(1) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe.

(2) Les produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie sont présentés désormais au sein du cash-flow Groupe (pour un montant de 351 M€ au 31 décembre 2024 et 293 M€ au 31 décembre 2023). Ils étaient intégrés en 2023 dans les "Autres investissements financiers". Les données comparatives ont été retraitées.

5.1.4.1 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net atteint 54,3 milliards d'euros, stable par rapport à fin 2023. L'impact favorable du cash-flow positif est compensé par les émissions et remboursements d'hybrides, ainsi que par l'annonce du remboursement de l'obligation hybride émise en janvier 2013 pour un montant nominal de 1,25 milliard d'euros et du remplacement de son *equity content* par l'augmentation de capital résultant de la conversion des Océane en 2023 [1].

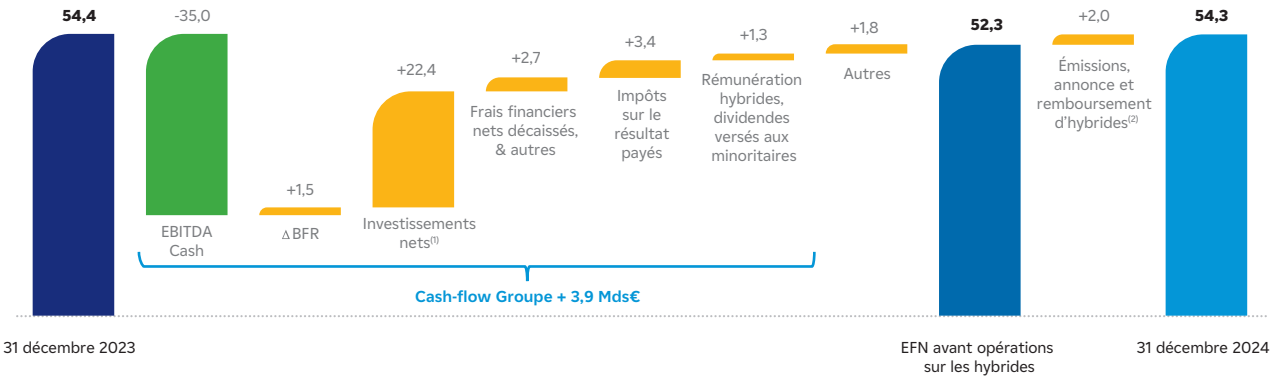
Les émissions obligataires réalisées en 2024 pour un montant de 6 672 millions d'euros, la baisse du niveau de la dette court terme et les remboursements anticipés de prêts bancaires permettent un allongement de la maturité de la dette financière à 13 ans à fin décembre 2024 (vs 11 ans à fin 2023) et la maîtrise du coût du financement dans un contexte de taux élevés.

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	81 801	86 647	(4 846)	-5,6
Dérivés de couvertures des dettes	(1 872)	(1 379)	(493)	35,8
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 597)	(10 775)	3 178	-29,5
Titres de dettes et de capitaux propres- actifs liquides	(17 997)	(20 077)	2 080	-10,4
Dérivés macro- couverture sur titres de dettes liquides	11	(35)	46	-131,4
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**54 346**	**54 381**	**(35)**	**-0,1**

(1) Cf. communiqué de presse du 18 décembre 2024. L'annonce du remboursement des titres subordonnés à dure indéterminée entraine un reclassement de l'instrument des capitaux propres, en autres dettes financières au 31 décembre 2024.

VARIATION DE L'ENDETTEMENT NET ENTRE LE 31 DÉCEMBRE 2023 ET LE 31 DÉCEMBRE 2024

En milliards d'euros



(1) Investissements nets hors cessions Groupe.
(2) L'annonce du remboursement le 18.12.2024 de l'obligation hybride émise en janvier 2013 pour un montant total de 1,25 Md€ entraine son reclassement en autres dettes financières.

5.1.4.2 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'établit à 3,9 milliards d'euros versus 9,6 milliards d'euros en 2023. Il s'explique par un EBE cash de 35,0 milliards d'euros dû à une bonne performance opérationnelle malgré la baisse des prix de marché.

Le besoin en fonds de roulement augmente de 1,5 milliard d'euros dont :

- (2,8) milliards d'euros liés au déficit de compensation de la CSPE à fin 2024 avec des charges nettes de (6,9) milliards d'euros partiellement compensé par les versements de l'état pour +4 milliards d'euros ;
- +2,3 milliards d'euros liés à la baisse des prix sur les créances notamment sur le marché d'affaire ;
- (0,8) milliard d'euros de baisse du niveau de créances affacturées en 2024 ;
- (0,4) milliard d'euros liés à hausse des créances acheminements corrélativement à l'indexation tarifaire du 1er novembre 2024 et (0,2) milliard d'euros liés à la diminution des dettes d'achats de pertes suite à la baisse des prix de l'électricité.

Ce cash-flow permet de financer des investissements nets de 22,4 milliards d'euros, en hausse de 3,3 milliards d'euros en raison notamment des projets de nouveau nucléaire, dont Hinkley Point C, du développement et du renforcement des réseaux et de la maintenance du parc nucléaire, ainsi que des opérations de croissance externe dont l'acquisition de Arabelle Solutions le 31 mai 2024.

5.1.4.2.1 Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions) s'élèvent à 22 402 millions d'euros, en hausse de 3 302 millions d'euros par rapport à 2023.

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	8 471	6 566	1 905	29
France - Activités régulées	5 582	5 025	557	11
EDF Renouvelables	1 797	1 759	38	2
Dalkia	391	297	94	32
Industrie et Services	511	386	125	32
Royaume-Uni	5 013	4 088	925	23
Italie	612	632	(20)	-3
Autre international	429	292	137	47
Autres métiers	(404)	55	(459)	n.a.
INVESTISSEMENTS NETS	**22 402**	**19 100**	**3 302**	**17**

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en hausse de 1 905 millions d'euros, principalement du fait de l'acquisition des activités nucléaires d'Arabelle Solutions, du rachat des parts d'Assystem dans Framatome, de la montée en puissance du projet EPR 2 et de l'augmentation sur le parc existant (Grand carénage, révisions majeures et visites périodiques).

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** sont en augmentation de 557 millions d'euros en raison notamment de l'augmentation des travaux de raccordements et de renforcement du réseau.

Au **Royaume-Uni,** la hausse des investissements nets de 925 millions d'euros traduit la montée en puissance du chantier Hinkley Point C.

L'augmentation de 125 millions d'euros des investissements nets dans le segment **Industrie & Services** est essentiellement liée aux investissements nécessaires pour EPR 2.

La hausse des investissements nets du segment **Autre International** de 137 millions d'euros est notamment liée à de nouveaux développements en Asie Pacifique.

Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** et de l'**Italie** sont stables. En Italie, la hausse dans les activités renouvelables est compensée par la baisse dans les activités de services énergétiques et dans le thermique avec la mise en service de Marghera et Presenzano.

L'augmentation de capital de 500 millions d'euros des actionnaires minoritaires dans EDF Investissements Groupe, destinée à financer HPC génère une ressource minorant les investissements dans le segment **Autres métiers**.

5.1.4.2.2 Actifs dédiés

Conformément à la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme (voir section 7.1 « Informations générales concernant la Société » du Document d'enregistrement universel 2023).

Les flux nets sur actifs dédiés s'élèvent à 344 millions en 2024. Ils correspondent :

- aux réinvestissements des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006.

À fin 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 104,7 %. Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

5.1.4.2.3 Dividendes versés en numéraire

En 2024, EDF a décaissé 1 250 millions d'euros :

- 582 millions d'euros envers les porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée,
- 668 millions d'euros de dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires.

5.1.4.3 Autres variations non monétaires

L'effet de change a un impact défavorable de (240) millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, effet principalement lié à l'appréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro [(1)].

Les **autres variations non monétaires** s'établissent à (1 057) millions d'euros à fin 2024 contre 1 057 millions à fin 2023. Elles sont principalement constituées des nouveaux contrats de location (IFRS 16). En 2023, elles comprenaient la conversion en action des obligations OCEANE par l'État français.

(1) Appréciation de 4,81 de la livre sterling face à l'euro : 1,2060 €/£ au 31 décembre 2024 et 1,1507 €/£ au 31 décembre 2023 ; Appréciation de 6,36 % du dollar américain face à l'euro : 0,9626 €/$ au 31 décembre 2024 et 0,9050 €/$ au 31 décembre 2023.

5.1.5 *Performance extra-financière*

Les objectifs RSE du groupe EDF s'inscrivent dans le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et dans la raison d'être du Groupe: EDF s'engage à bâtir le système électrique bas carbone de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste.

5.1.5.1 L'Environnement

Avec 94 % de sa production d'électricité décarbonée en 2024, le groupe EDF est aujourd'hui le premier producteur mondial d'électricité bas carbone [1] et poursuit son ambition de contribuer à la neutralité carbone à l'horizon 2050.

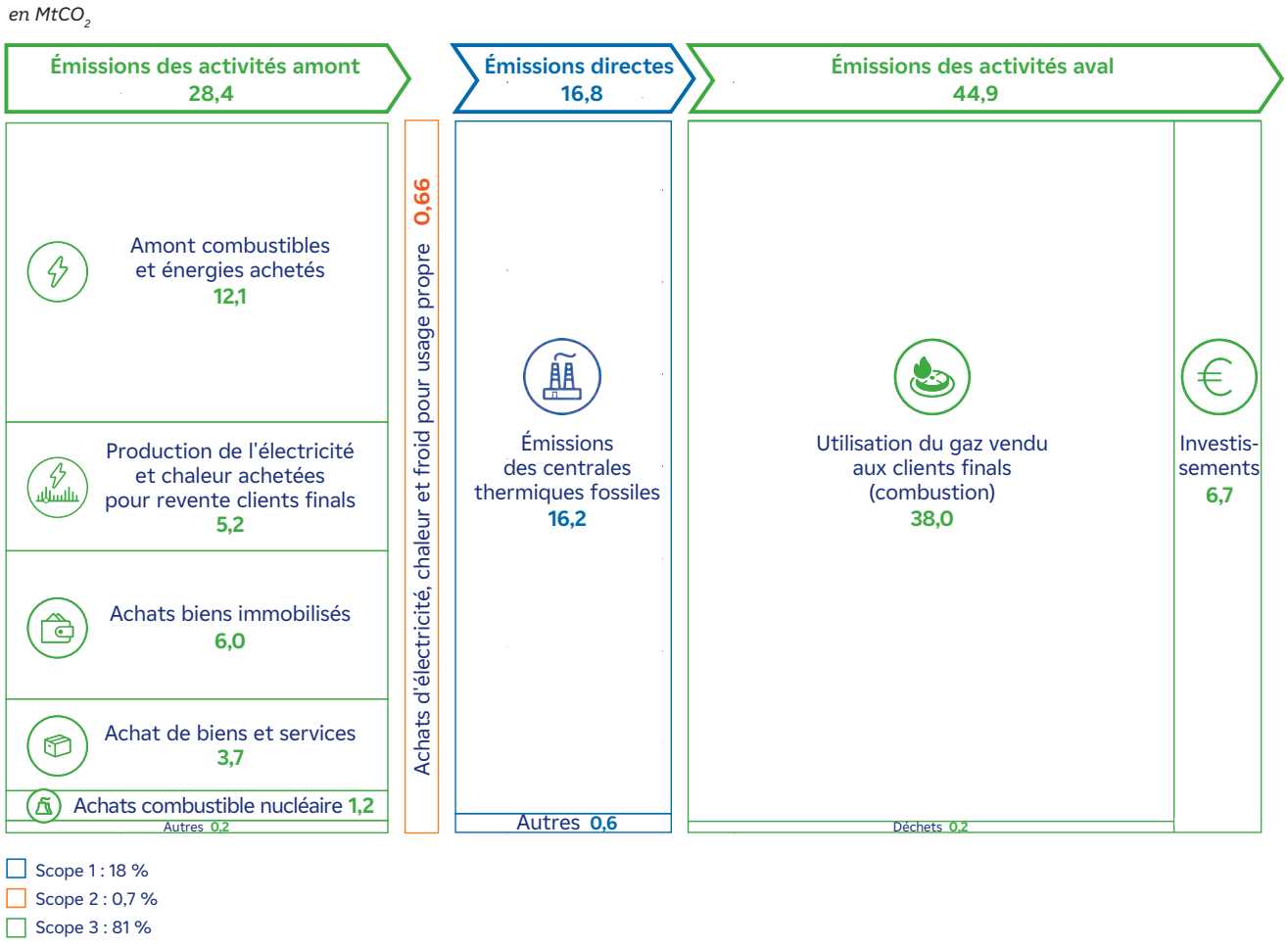
Émission carbone du Groupe

Les émissions directes (Scope 1) continuent leur baisse, -11% entre 2023 et 2024 ou -2,1 MtCO2e, et atteignent 16,8 $MtCO_2e$ en 2024. Cette diminution est principalement attribuable à la moindre utilisation des centrales thermiques fonctionnant au charbon, au fioul et au gaz, qui ont vu leur production électrique baisser de 10 TWh (-23 %) dans un contexte de stabilité de la consommation électrique et de très bonne disponibilité des moyens de production bas carbone, notamment ceux d'EDF (production électrique nucléaire et renouvelable). La conversion au bioliquide de la production insulaire (centrale de Port-Est à La Réunion) et la poursuite de la décarbonation de la production de chaleur ont également contribué à cette baisse. Cette nouvelle diminution des émissions directes par rapport à l'année précédente s'inscrit dans une tendance à la baisse depuis 2017 (-15 %) [2].

Les émissions comptabilisées du Scope 2, qui représentent 0,7 % du bilan Carbone du Groupe, augmentent de 0,4 MtCO2e entre 2024 et 2023, notamment en raison de l'augmentation de la consommation d'électricité et de chaleur dans certaines géographies du Groupe.

Les émissions du Scope 3 augmentent de 1 % en 2024 (+0,9 $MtCO_2e$) principalement du fait de la hausse des émissions associées aux ventes de gaz aux clients finals (+2,6 $MtCO_2e$, soit +7 %) et de la hausse des achats de biens (+0,8 $MtCO_2e$, 8 %). Les émissions liées aux investissements minoritaires baissent de -0,3 $MtCO_2e$ (-5 %), en raison notamment de la baisse de la production fossile au Chili. Les émissions des achats de gaz et d'électricité pour revente aux clients finals conjuguées aux émissions des investissements minoritaires représentent 81 % des émissions de Scope 3.

L'ensemble de ces éléments contribue à une baisse du bilan carbone du groupe EDF en 2024 de 0,9 $MtCO_2e$, qui atteint un total de 90,7 $MtCO_2e$.



(1) Source : Enerdata, World ranking of zero direct CO_2 emissions producers.
(2) TCAC (taux de croissance annuel composé).

Intensité carbone

En 2024, l'intensité carbone [1] produite par le groupe EDF s'établit à 30 gCO_2/kWh. Elle est l'une des plus faibles au monde et environ sept fois inférieure à la moyenne des *utilities* européennes (210 gCO_2/kWh [2]). Au-delà de l'effet de la baisse des émissions directes, l'évolution de l'intensité carbone, -19 % par rapport à 2023, reflète la hausse de la production bas carbone du Groupe en 2024. L'ensemble des filières du Groupe y contribuent : +11 % pour le nucléaire, +30 % pour l'hydraulique et +7 % pour l'éolien et le solaire.

Indicateur groupe EDF	Réalisé 2024	Réalisé 2023
Intensité carbone (gCO_2/kWh)	30	37

Émissions évitées

EDF propose des solutions et promeut les leviers de décarbonation auprès de ses clients, contribuant ainsi à la décarbonation de l'économie, EDF s'est fixé un objectif d'éviter 30 millions de tonnes d'émissions de CO_2 à l'horizon 2030, et 45 millions de tonnes d'ici 2035, grâce à la vente des produits et services innovants.

	2024	2023	2022
Émissions évitées (Mt CO_2)	13,4	12,4	11,4

L'indicateur émissions évitées couvre les activités suivantes, exercées par EDF SA, Dalkia, Luminus, EDF Energy, et Edison : développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; production photovoltaïque (installations vendues aux clients et autoconsommation, à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles, vente de biométhane aux véhicules légers, hydrogène. L'indicateur correspond à l'écart entre les émissions du produit/service vendu et les émissions d'un scénario de référence fixé pour chaque produit/service. Il est calculé en incluant les émissions directes et indirectes de l'analyse du cycle de vie sur une base annuelle.

5.1.5.2 Social

Santé-sécurité

La santé et la sécurité sont indissociables chaque jour des activités du groupe EDF. EDF continue à enregistrer des accidents mortels liés à l'activité professionnelle, conduisant à affirmer comme une priorité absolue la nécessité d'éradiquer ces évènements grâce en particulier à un renforcement de l'application des 10 règles vitales [3] du Groupe portant sur les principaux risques métiers (électrique, levage, travail en hauteur, risque routier...).

Après l'année 2020 très atypique, la valeur du LTIR [4] (*Lost Time Incident Rate*) global s'inscrit dans une baisse régulière depuis 2019, illustrant l'amélioration portée par le déploiement des démarches de prévention pour les salariés et les prestataires.

Indicateur	Périmètre	2024	2023	Progression
LTIR	Salariés+Prestataires	1,6	1,7	5,4%

Mixité

Conscient de sa responsabilité dans le développement de l'égalité, du respect de la diversité et des valeurs d'inclusion, le Groupe EDF s'engage, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations et à soutenir la parentalité.

La diversité, et notamment la mixité, des populations dirigeantes et futures dirigeantes sont des leviers essentiels de la transformation du Groupe. Ainsi, au-delà des échéances de la loi Rixain en France, le groupe EDF s'est donné pour objectif d'atteindre 40 % de femmes parmi l'ensemble des dirigeants du Groupe, y compris l'ensemble de ses filiales à l'étranger. Cette cible est particulièrement ambitieuse en termes de temporalité, en particulier pour un groupe industriel qui ne dispose pas à court terme d'un vivier suffisant pour atteindre rapidement 40 % de femmes au niveau des Dirigeants. Les nombreuses actions en faveur de la mixité permettent cependant d'augmenter progressivement le pourcentage de femmes dans l'entreprise.

Au 31 décembre 2024, EDF compte 26,7 % de femmes parmi les dirigeants de l'entreprise (contre 24 % à fin 2023) témoignant d'une progression de la mixité des dirigeants au sein du Groupe.

(1) L'intensité carbone est un ratio calculé entre les émissions Scope 1 (Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie, ACV, des moyens de production et des combustibles) du Groupe des centrales de production d'électricité et de chaleur et leurs productions associées.

(2) Source : Valeur 2023, EU-27, Agence européenne de l'environnement, *Greenhouse gaz emission intensity of electricity generation in Europe*, octobre 2024.

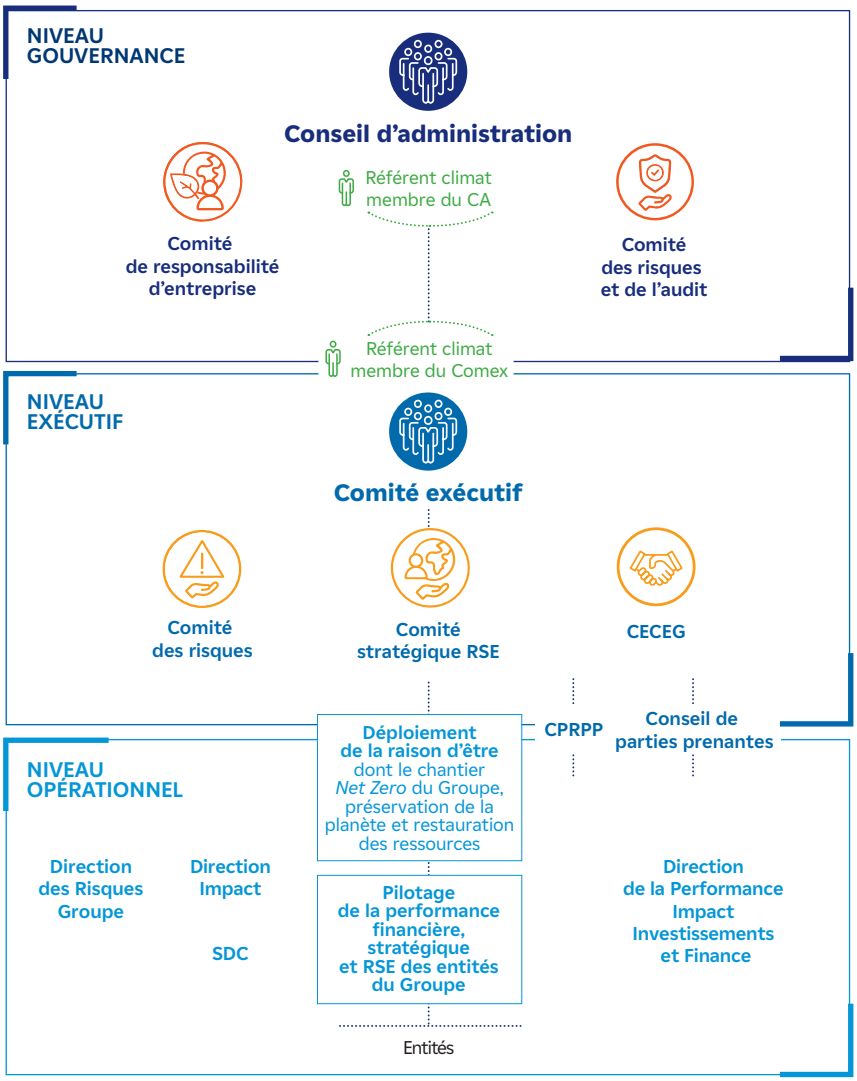
(3) https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/bien-etre-et-solidarite/sante-et-securite/10-regles-vitales

(4) *Lost Time Incident Rate* (LTIR) : le taux de fréquence global du LTIR du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle (salaries et prestataires, quel que soit le niveau de sous-traitance y compris cotraitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenu au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. Il se calcule en multipliant le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle conduisant à un arrêt de travail par un million et rapporté au nombre d'heures travaillées salariés.

5.1.5.3 La Gouvernance

Gouvernance des enjeux climat et nature

Afin d'assurer la prise en compte des enjeux liés au climat et à la nature, une gouvernance spécifique pour ces enjeux a été mise en place au travers de différents comités et instances décrits dans le schéma ci-contre.



Spécifique à la gouvernance climat

Le Conseil d'administration (CA)
définit les orientations stratégiques, financières et économiques en prenant en compte les enjeux climat et nature du Groupe.
Le CA s'est doté d'un référent climat.

Le Comité exécutif (Comex)
met en œuvre la stratégie climat et nature du Groupe.
Le Comex s'est doté d'un référent climat.

Le Comité stratégique RSE (CSRSE)
présidé par le Président Directeur-Général d'EDF, il assure le pilotage des stratégies climat et nature et de tout autre sujet en lien avec les 12 engagements RSE du Groupe.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG)
autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe en lien avec la raison d'être et les engagements RSE, dont climat et nature.

Le Comité des risques
identifie les risques prioritaires du Groupe, dont les risques climatiques et liés à la nature, et partage sa stratégie de traitement.

Le Conseil de parties prenantes
fait remonter les attentes de la société civile, notamment les attentes liées à la préservation des ressources naturelles.

Le Comité de pilotage des relations avec les pouvoirs publics (CPRPP)
coordonne les actions de portage des positions du Groupe auprès des autorités françaises et européennes.

Le *Sustainable development committee* (SDC)
représente tous les métiers du Groupe et prépare les dossiers présentés en Comité stratégique RSE.

Déploiement de la raison d'être et chantiers stratégiques
intégration des engagements RSE, dont le climat et la nature dans l'ensemble des politiques Groupe.

Pilotage de la performance financière, stratégique et RSE des entités
intégration dans la nouvelle politique RSE et dans les lettres de cadrage des entités des critères climat et nature.

En particulier, le Comité de responsabilité d'entreprise examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité sociale et environnementale. Il examine notamment la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique.

Le Comité de responsabilité d'entreprise s'est réuni à 4 reprises en 2024 et a traité par exemple du Plan de vigilance 2023 du groupe EDF, de la Mixité et égalité professionnelle, de la Prévention santé & sécurité, de l'état des lieux sur la Raison d'être et des Achats responsables et durables. En 2024, le Comité de responsabilité d'entreprise s'est également réuni conjointement avec le Comité des risques et de l'audit à 3 reprises sur les questions de durabilité. Ont notamment été traités les sujets relatifs à la formation des administrateurs sur les sujets de durabilité, la nomination des commissaires aux comptes en charge de la mission de certification des informations consolidées en matière de durabilité, le processus de double matérialité et le processus d'établissement des cibles ESG.

5.1.5.4 Notations extra-financières

Le groupe EDF est noté par des agences de notation ESG et des gestionnaires de fonds durables, qui évaluent les entreprises sur leurs politiques et leurs résultats en matière de développement durable, selon des méthodologies sectorielles qui leur sont propres.

PRINCIPALES COALITIONS INTERNATIONALES D'EDF

EV 100 by THE CLIMATE GROUP — act4nature international — WE MEAN BUSINESS — United Nations Global Compact

* *Moyenne sectorielle.*
** *Note ESG de Moody's obtenue en 2024 valable 2 ans.*

La trajectoire carbone du Groupe, a été validée comme compatible avec un scénario de réchauffement de 1,5 °C par Moody's en février 2024.

5.1.6 Perspectives financières

Perspectives 2025

EBE attendu en recul dans un contexte de baisse des prix de marché.

Production nucléaire en France, y compris Flamanville 3, estimée à **350-370 TWh** en 2025, 2026 et 2027.

Objectifs 2027 (1)

Endettement financier net / EBE : ≤ **2,5x**

Dette économique ajustée / EBE ajusté (2) : ≤ **4x**

(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2025 et d'une hypothèse de production nucléaire en France y compris Flamanville 3 de 350-370 TWh en 2025, 2026 et 2027.

(2) Ratio à méthodologie S&P constante.

5.1.7 Gestion et contrôle des risques marchés

5.1.7.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion tel qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI), rattaché à la Direction des Risques Groupe, est responsable de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du cadre stratégique de gestion financière. Il assure un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA pour lequel il produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques. Il a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis qui a son propre dispositif) ainsi que sur les activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

5.1.7.1.1 Gestion du risque de liquidité

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes. Sur l'année 2024, le Groupe a ainsi réalisé plusieurs émissions obligataires dans six devises pour un équivalent d'environ 6,7 milliards d'euros, une émission d'obligations hybrides (perpétuelles super-subordonnées) pour un équivalent de 1,7 milliard d'euros.

Sur cette période, le groupe EDF a racheté une partie de ses deux obligations super-subordonnées à durée indéterminée de dates de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026 et le 29 janvier 2026 pour un montant équivalent à 1,2 milliard d'euros, tandis que 2,9 milliards d'euros équivalents de dette senior sont arrivés à maturité sur l'année.

Le Groupe a conclu en 2024 des lignes de crédit bilatérales de maturités 3 et 5 ans pour un total de 6,5 milliards d'euros équivalents, ainsi qu'une ligne de crédit de 500 millions d'euros auprès de la BEI de maturité 10 ans. Ces lignes de crédit sont intégralement tirées.

EDF a remboursé de façon anticipée une partie de ses prêts bancaires en 2024, pour un équivalent de 12,4 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2024, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris intérêts) se présentent comme suit[1] :

(en millions d'euros)	Dettes	Swaps de taux[1]	Swaps de change[1]	Garanties données sur emprunts
< 1 an	15 909	(13)	(415)	73
1 à 5 ans	33 364	(281)	(1 479)	617
> 5 ans	88 638	(14)	(3 906)	505
TOTAL	**137 911**	**(308)**	**(5 800)**	**1 195**
dont remboursement du nominal	*81 802*			
dont charges d'intérêts	*56 109*			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent les positions actives et passives.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées : ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe. Il propose aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées : le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, NEU CP (*Negotiable EUropean Commercial Paper*) et US CP (*US Commercial Paper*). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 12 milliards d'euros pour le programme NEU CP et de 10 milliards de dollars pour les US CP. Le Groupe a également accès à des ressources moyen terme dans le cadre d'un programme NEU MTN (*Negotiable European Medium Term Notes*) dont le plafond est de 2 milliards d'euros (dont 500 millions d'euros de NEU MTN « vert ») ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 31 décembre 2024, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 2 981 millions d'euros de NEU CP et 10 millions de dollars en US CP.

EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir :

- les marchés euros via son programme EMTN (plafond actuel à 50 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling ;
- les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samouraï) et francs suisses.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2024 s'établit à 13,0 ans contre 11,0 ans au 31 décembre 2023.

(1) Valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 31 décembre 2024.

Au 31 décembre 2024, EDF SA dispose d'un montant global de 13 688 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 6 milliards d'euros indexé sur des indicateurs ESG d'une maturité jusqu'en novembre 2029. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2024 ;
- les lignes bilatérales représentent 7 688 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en août 2029.

Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de sécurité.

Les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement ont été tirées intégralement par EDF SA au 31 décembre 2024 pour un montant cumulé de 3 175 millions d'euros.

Edison dispose en outre d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 70 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Plusieurs niveaux de poches de liquidité (1 mois à 6 mois) sont suivis au pas hebdomadaire par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements pour offrir à la fois une perspective à court terme et une approche adaptée aux risques de besoins de liquidité (notamment liés aux appels de marge) en prenant en compte les différents financements disponibles.

5.1.7.1.2 Notation financière

Au 31 décembre 2024, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont détaillées ci-dessous. Le 6 juin 2024, Standard & Poor's a revu les perspectives de « stable » à « positif ».

La notation du Groupe est susceptible d'être affectée en particulier, par les « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe » et le « Risque d'accès à la liquidité ».

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
	Standard & Poor's	BBB avec perspective positive	A-2
	Moody's	Baa1 avec perspective stable	P-2
EDF	Fitch Ratings	BBB+ avec perspective négative	F2
EDF Trading	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n.a.
	Standard & Poor's	BB- avec perspective positive	B
	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n.a.
EDF Energy	Fitch Ratings	BBB- avec perspective stable	n.a.
	Standard & Poor's	BBB avec perspective positive	A-2
Edison	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n.a.

n.a. : non applicable.

5.1.7.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et les taux de rentabilité interne (TRI) des projets.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon les devises. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2024, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2024 par devise et après couverture, se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture [1]	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	43 014	22 327	65 341	80%
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	22 841	(21 543)	1 298	2%
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 580	1 843	12 423	15%
Emprunts libellés dans d'autres devises	5 367	(2 627)	2 740	3%
TOTAL DES EMPRUNTS	**81 802**		**81 802**	**100%**

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2024.

(en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	65 341		65 341
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	1 298	130	1 428
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	12 423	1 242	13 665
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 740	274	3 014
TOTAL DES EMPRUNTS	**81 802**	**1 646**	**83 448**

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

STRUCTURE ET SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe et le risque de perte de change, en capitaux propres au 31 décembre 2024.

(en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	3 958	1 750	191	2 017	1 941	194
CHF (Suisse)	17	-	8	9	10	1
PLN (Pologne)	308	-	153	155	36	4
GBP (Royaume-Uni)	21 393	6 584	3 701	11 108	13 396	1 340
BRL (Brésil)	2 203	-	-	2 203	343	34
CNY (Chine)	7 666	-	4 267	3 399	448	45

Les actifs nets indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie, aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2024.

5.1.7.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes sur les actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2024, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 52 % à taux fixe et 48 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 390 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2024 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,85 % à fin décembre 2024.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	68 608	(25 766)	42 842	-
À taux variable	13 194	25 766	38 960	390
TOTAL DES EMPRUNTS	**81 802**		**81 802**	**390**

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN), les Titres de Créances Négociables (TCN) et les dépôts court terme à taux variables détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

(en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	2 101	(210)	1 891

Le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel, qui sont actualisés avec des taux qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements.

5.1.7.1.5 Gestion du risque actions

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA et d'EDF Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF SA sont investis à hauteur de 33 % en actions fin décembre 2024, soit un montant de 3,4 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2024, le fonds de pension à prestations définies de EDF Energy, nommé EDF Group (EDFG) a augmenté son allocation aux actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) passant à une exposition de 8,9 % à fin 2024 (4,9 % à fin 2023), ce qui représente désormais un montant de 483 millions de livres sterling.

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est détaillée dans la section suivante relative au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA.

5.1.7.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006, codifiée au sein du code de l'environnement (articles L594-1 à 14) et ses textes d'application ont défini les provisions non liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires – CSEN et Comité des risques et de l'audit).

Le Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF dans le cadre d'une politique de sécurisation du financement des charges nucléaires, conformément à la réglementation. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée en juin 2024 pour réduire légèrement la part d'immobilier et augmenter celle de l'infrastructure et du *private equity*. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 29 %, 41 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non) et de trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par EDF Gestion et par EDF Invest.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle [1] repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements.

Au 31 décembre 2024, la valeur globale du portefeuille s'élève à 40 320 millions d'euros, contre 36 885 millions d'euros à fin décembre 2023. L'évolution des actifs dédiés en 2024, ainsi que leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable, sont décrites en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

COMPOSITION ANALYTIQUE ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Composition analytique	Valeur de réalisation	Performance 2024	Composition analytique	Valeur de réalisation	Performance 2023
Actifs de rendement	23,5%	9 485	4,6%	23,4%	8 657	2,9%
Actifs de croissance	41,3%	16 633	21,0%	38,1%	14 036	17,5%
Actifs de taux	35,2%	14 202	4,5%	38,5%	14 192	7,9%
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**100,0%**	**40 320**	**10,8%**	**100,0%**	**36 885**	**10,2%**

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur les actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

Au 31 décembre 2024 la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 15 934 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 12,37 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 11,36 % à fin 2023. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 31 décembre 2024, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 971 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, la sensibilité des obligations cotées (13 182 millions d'euros) s'établit à 5,16, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 680 millions d'euros. La sensibilité était de 5,34 à fin décembre 2023.

Appréciation du taux de rendement prévisionnel des actifs dédiés

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la duration des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires au 31 décembre 2024 à 4,5 % (voir note 15.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 6,1 % au 31 décembre 2024.

5.1.7.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le Groupe EDF est exposé au risque de contrepartie sur ses activités opérationnelles et financières. Ce risque est géré de manière active. Il est supervisé par une gouvernance décrite dans l'une des politiques d'entreprise du Groupe. Cette politique prévoit notamment la consolidation des expositions du Groupe, assurée par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements. Cet exercice trimestriel met en évidence le poids important des montants exposés à des contreparties « *Investment Grade* » (89 % des expositions à fin septembre 2024), en lien avec le poids important des expositions issues d'activités financières (69 % des expositions à fin septembre 2024).

Ces dernières concernent principalement la gestion de trésorerie et la gestion d'actifs. Les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF ont un cadre de travail établi par la Direction des Risques Groupe, qui spécifie les procédures d'autorisation des contreparties et la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites est actualisée en temps réel et vérifiée quotidiennement. En cas d'alerte ou d'évolution défavorable sur une contrepartie, la pertinence des limites est réexaminée avec réactivité.

Les expositions issues d'activités d'approvisionnement de combustible et de trading sur les marchés de l'énergie (11% des expositions à fin septembre 2024) sont notamment portées par EDF Trading, qui suit quotidiennement ses expositions et attribue des limites liées à la solidité financière de chaque contrepartie. EDF Trading met par ailleurs en œuvre des moyens de réduction du risque de contrepartie, par exemple des accords de netting des positions, des accords de cash collatéral, ou des garanties.

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés

5.1.7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de trading. Il est donc exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de gestion des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du trading.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (disponibilité des moyens de production, consommation des clients). Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe et met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats / ventes du Groupe sur les marchés de gros. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de trading. Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés.

En 2024, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 57 millions d'euros, revue à la baisse à 50 millions d'euros en juillet 2024, et une limite stop-loss de 180 millions d'euros.

5.2 Événements postérieurs à la clôture

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits en note 24 de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2024.

5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes

- **Cession d'Edison Stocaggio**

Dans le cadre du plan stratégique du groupe Edison à horizon 2030 et du développement de ses activités « énergies renouvelables » et « clients et sevices », Edison a finalisé la cession d'Edison Stoccaggio au groupe Snam le 3 mars 2025 [1] (voir la section 6.1, note 3.2 « Actifs et passifs détenus en vue de leur vente » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024).

Le prix de vente a été fixé à 565 millions d'euros, qui seront affectés à la transition énergétique et au développement de l'activité aval. L'accord prévoit également un complément de prix à verser par Snam à Edison en cas d'issue positive d'un litige administratif en cours.

- **Gouvernance**

Le Président de la République a annoncé, dans un communiqué de presse du 21 mars 2025, qu'il « envisage, sur proposition du Premier ministre, de nommer M. Bernard Fontana en qualité de président-directeur général d'Électricité de France [...] ».

5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2025

Le prix spot de l'électricité sur la période janvier-février 2025 s'est établi en moyenne à 111,9 €/MWh en base et 126,5 €/MWh en pointe, évoluant entre 0,40 €/MWh et 473,3 €/MWh. Le prix base se situe en moyenne 44,2 €/MWh au-dessus de son niveau de 2024 sur la même période et 54,2 €/MWh au-dessus du niveau moyen des prix spot de l'année 2024. Cette augmentation générale des prix spot résulte d'une demande moyenne en hausse, combinée à une diminution de la production fatale [2], ce qui entraîne une augmentation de la demande résiduelle [3].

Le produit calendaire français pour livraison l'année suivante a perdu près 10,0 €/MWh par rapport à son niveau de fin février 2024, clôturant ainsi le mois à 63,2 €/MWh. Cette baisse poursuit la tendance observée en 2024, malgré une hausse temporaire et notable observée en janvier dans le sillage des variations du gaz et du CO_2 à ce moment-là. Le prix du produit à terme calendaire français se maintient désormais durablement en dessous de ceux de ses homologues italien, suisse, belge et allemand, tout en restant légèrement supérieur au prix espagnol. Il est à noter que le spread France-Allemagne sur le produit 2026 a atteint -28,3 €/MWh le 31 janvier 2025, soit son niveau le plus bas jamais atteint. Cette divergence est structurelle : elle découle des différences de mix de production électrique et des écarts persistants entre les prix spot des deux pays, les acteurs de marché prenant en compte progressivement ces derniers.

En janvier-février 2025, les prix gaz spot pour l'indice PEG se sont établis en moyenne à 49,0 €/MWh, en hausse de 22,3 €/MWh par rapport à la même période en 2024. Ces prix relativement hauts par rapport à 2024 s'expliquent par des tensions sur l'approvisionnement, le marché étant particulièrement nerveux suite à la fin de l'accord de transit de gaz russe via le gazoduc Brotherhood traversant l'Ukraine au 31 décembre 2024. À cela s'ajoute l'exigence de remplissage des stocks à 90 % au 1er novembre de chaque année, créant une tension sur les approvisionnements estivaux (avec des prix dépassant ceux du gaz livré en hiver). De plus, les stocks européens sont restés inférieurs à la moyenne historique 2019-2024, alimentant les inquiétudes des acteurs du marché. Cependant, en février, les cours du gaz PEG spot et à terme se sont orientés à la baisse, portés par la perspective de la fin de l'hiver, d'une moindre sollicitation des stocks gaziers et d'un potentiel assouplissement de l'exigence de remplissage des stocks. Par ailleurs, les évolutions de la relation américano-russe autour du conflit en Ukraine laissent entrevoir un possible allègement des sanctions contre la Russie, ce qui contribuerait à détendre le marché du gaz.

Le prix du baril de Brent pour le mois prochain a clôturé le 28 février à 73,2 $ soit 10,4 $ de moins que son niveau fin février 2024. Depuis le début de l'année 2025, les prix ont suivi une tendance globalement baissière. Initialement orientés à la hausse en raison des nouvelles sanctions américaines contre le secteur pétrolier russe, qui faisaient craindre des perturbations de l'approvisionnement mondial, les prix ont ensuite chuté sous l'influence de la politique menée par le nouveau président américain Donald Trump. Un vote à l'ONU fin février, où les États-Unis de Donald Trump se sont alliés à la Russie, laisse entrevoir une possible levée des sanctions américaines contre Moscou, alimentant davantage la pression à la baisse sur les prix.

Le prix du charbon pour livraison dans les principaux ports européens l'année suivante a clôturé fin février 101,8 $/t au même niveau que fin février 2024. Le cours s'est largement orienté à la baisse sur le début de l'année 2025 atteignant le 28 février son niveau le plus bas depuis un an. Cette baisse s'inscrit dans un contexte d'approvisionnement européen soutenu, d'une demande en berne, et de signaux baissiers en provenance de l'Asie. Bien que les stocks de charbon dans les ports ARA (Amsterdam, Rotterdam, Anvers) aient atteint leur plus bas niveau en trois ans, cela n'a pas soutenu les prix en raison de la faiblesse de la demande européenne. Par ailleurs, la Chine, premier importateur mondial de charbon, a annoncé fin février une réduction de ses importations en raison de stocks élevés, renforçant ainsi la pression baissière sur les prix.

Le prix du certificat d'émission de CO_2 pour livraison en décembre 2025 a clôturé fin février à 71,0 €/t en hausse de 12,9 €/t par rapport à son niveau fin février 2024. Après une forte progression en fin d'année 2024 et en janvier 2025, le cours s'est replié au mois de février. En janvier, la hausse avait été soutenue par la montée des prix du gaz et la perspective d'un recours accru au charbon, renforcée par des achats massifs par des fonds d'investissement anticipant une hausse future de la demande en quotas. Les positions longues des acteurs financiers avaient alors atteint un niveau au plus haut depuis trois ans. Cependant, en février, la baisse des prix du gaz, la perspective de la fin de l'hiver et des températures globalement élevées pour la période ont réduit la demande en quotas. Cette dynamique a été accentuée par un désengagement des investisseurs, qui ont réduit leurs positions longues sur le marché.

(1) Voir le communiqué de presse d'Edison du 3 mars 2025 « Edison completes the sale of Edison Stoccagio to Snam and accelerates on energy transition ».
(2) Productions éolienne, solaire, hydraulique fil de l'eau, cogénérations et biomasse.
(3) Consommation restante après déduction de la production fatale.

6.

États financiers

6.1	**Comptes consolidés au 31 décembre 2024**	**432**
	Compte de résultat consolidé	432
	État du résultat global consolidé	433
	Bilan consolidé	434
	Tableau de flux de trésorerie consolidé	435
	Variation des capitaux propres consolidés	436
	Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés	437
	Annexe aux comptes consolidés	439
6.2	**Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés**	**559**
6.3	**Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024**	**563**
	Compte de résultat	565
	Bilan	566
	Tableau de flux de trésorerie	568
	Annexe aux comptes sociaux	569
	Compte de résultat	574
	Bilan	587
	Autres informations	631
6.4	**Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels**	**638**
6.5	**Politique de distribution de dividendes**	**642**
6.6	**Autres informations**	**643**
6.7	**Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF**	**645**

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Chiffre d'affaires	5.1	118 690	139 715
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(54 217)	(80 989)
Autres consommations externes[1]		(10 798)	(10 493)
Charges de personnel	5.3	(16 916)	(15 470)
Impôts et taxes	5.4	(4 142)	(4 064)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	3 906	11 228
Excédent brut d'exploitation	**5**	**36 523**	**39 927**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	6	443	363
Dotations aux amortissements		(11 970)	(11 161)
(Pertes de valeur)/reprises	10.7	(1 835)	(13 011)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(4 834)	(2 944)
Résultat d'exploitation		**18 327**	**13 174**
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(4 094)	(3 830)
Effet de l'actualisation	8.2	(3 190)	(3 988)
Autres produits et charges financiers	8.3	6 352	4 469
Résultat financier	**8**	**(932)**	**(3 349)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**17 395**	**9 825**
Impôts sur les résultats	9	(4 887)	(2 470)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	(683)	257
Résultat net des activités en cours de cession		29	-
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**11 854**	**7 612**
Dont résultat net - part du Groupe		**11 406**	**10 016**
Résultat net des activités poursuivies		11 378	10 016
Résultat net des activités en cours de cession		28	-
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**448**	**(2 404)**
Activités poursuivies		447	(2 404)
Activités en cours de cession		1	-

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2024			2023		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Résultat net consolidé		**11 406**	**448**	**11 854**	**10 016**	**(2 404)**	**7 612**
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	18.7.5	2 146	(7)	2 139	7 089	77	7 166
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(534)	1	(533)	(1 844)	(18)	(1 862)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	18.7.5	(666)	-	(666)	(107)	-	(107)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		10	-	10	23	-	23
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	18.1.2	539	-	539	970	-	970
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		(139)	-	(139)	(247)	-	(247)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute	18.7.5	133	-	133	(126)	-	(126)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		(34)	-	(34)	32	-	32
Écarts de conversion des entités contrôlées		**1 356**	**385**	**1 741**	**326**	**204**	**530**
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		**166**	**(7)**	**159**	**(244)**	**(12)**	**(256)**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		***2 977***	***372***	***3 349***	***5 872***	***251***	***6 123***
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	18.1.2	8	-	8	46	1	47
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	16.1.3	(791)	67	(724)	564	(151)	413
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		7	(19)	(12)	164	35	199
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		**149**	**-**	**149**	**(19)**	**-**	**(19)**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		***(627)***	***48***	***(579)***	***755***	***(115)***	***640***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		**2 350**	**420**	**2 770**	**6 627**	**136**	**6 763**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		**13 756**	**868**	**14 624**	**16 643**	**(2 268)**	**14 375**
Dont résultat global des activités poursuivies		*13 727*	*868*	*14 595*	*16 643*	*(2 268)*	*14 375*
Dont résultat global des activités en cours de cession		*29*	*-*	*29*	*-*	*-*	*-*

Bilan consolidé

ACTIF	Notes	31/12/2024	31/12/2023
(en millions d'euros)			
Goodwill	10.1	7 108	7 895
Autres actifs incorporels	10.2	12 567	11 300
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	108 100	100 587
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11.1	68 663	66 128
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 616	6 544
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	10 167	9 037
Actifs financiers non courants	18.1	55 951	48 327
Autres débiteurs non courants	13.4	1 979	2 110
Impôts différés actifs	9.3	4 553	7 403
Actif non courant		**275 704**	**259 331**
Stocks	13.2	19 248	18 092
Clients et comptes rattachés	13.3	24 139	26 833
Actifs financiers courants	18.1	26 739	39 442
Actifs d'impôts courants		834	669
Autres débiteurs courants	13.4	10 355	9 074
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	7 597	10 775
Actif courant		**88 912**	**104 885**
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	589	596
TOTAL DE L'ACTIF		**365 205**	**364 812**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF	Notes	31/12/2024	31/12/2023
(en millions d'euros)			
Capital	14	2 084	2 084
Réserves et résultats consolidés		60 771	50 084
Capitaux propres - part du Groupe		***62 855***	***52 168***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.4	11 029	11 951
Total des capitaux propres	**14**	**73 884**	**64 119**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	15	68 829	60 206
Provisions pour avantages du personnel	16	17 284	15 895
Autres provisions	17	6 022	4 878
Provisions non courantes		**92 135**	**80 979**
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	50 603	50 010
Passifs financiers non courants	18.3	71 096	69 724
Autres créditeurs non courants	13.6	6 039	5 685
Impôts différés passifs	9.3	1 070	978
Passif non courant		**220 943**	**207 376**
Provisions courantes	15, 16.1 et 17	6 920	7 294
Fournisseurs et comptes rattachés	13.5	19 466	19 687
Passifs financiers courants	18.3	18 888	38 103
Dettes d'impôts courants		351	1 111
Autres créditeurs courants	13.6	24 631	26 975
Passif courant		**70 256**	**93 170**
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	122	147
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**365 205**	**364 812**

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		**11 854**	**7 612**
Résultat net des activités en cours de cession		**29**	**-**
Résultat net des activités poursuivies		**11 825**	**7 612**
Pertes de valeur / (reprises)	10.7.1	1 835	13 011
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		14 027	18 116
Produits et charges financiers		1 076	1 934
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		582	702
Plus ou moins-values de cession		141	234
Impôt sur les résultats	9	4 887	2 470
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	683	(257)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1	(1 452)	(7 785)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***33 604***	***36 037***
Frais financiers nets décaissés[1]		(2 362)	(2 241)
Impôts sur le résultat payés		(3 384)	(3 695)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**27 858**	**30 101**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		**29**	**-**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**27 887**	**30 101**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(557)	(181)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		88	227
Investissements incorporels et corporels	10.6	(24 779)	(21 021)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		148	126
Variations d'actifs financiers		1 140	(2 196)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(23 960)**	**(23 045)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		**(29)**	**-**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(23 989)**	**(23 045)**
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle[2]		2 840	1 746
Dividendes versés par EDF		-	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(670)	(482)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***2 170***	***1 264***
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	15 385	11 947
Remboursements d'emprunts [3]	18.3.2.1	(26 564)	(21 712)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	14.3	1 728	1 377
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.3	(582)	(630)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		676	496
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***(9 357)***	***(8 522)***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**(7 187)**	**(7 258)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		**-**	**-**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**(7 187)**	**(7 258)**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(3 289)	(202)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**(3 289)**	**(202)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**10 775**	**10 948**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(3 289)	(202)
Variations de change		174	(53)
Autres variations non monétaires		(63)	82
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	**18.2**	**7 597**	**10 775**

(1) Au 31 décembre 2024, les « produits financiers sur disponibilité et équivalents de trésorerie » qui étaient présentés de façon distincte dans les éléments en rapprochement sont reclassés au sein des « frais financiers nets décaissés » pour un montant de 351 millions d'euros (293 millions d'euros au 31 décembre 2023). L'information comparative de l'exercice 2023 a été retraitée en conséquence.

(2) Comprenant notamment en 2024, l'augmentation de capital du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 359 millions d'euros (485 millions d'euros en 2023), l'augmentation de capital Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros, ainsi que le rachat des parts minoritaires de Framatome détenues par Assystem pour (205) millions d'euros.

(3) Dont (3 031) millions d'euros au titre du rachat des TSDI en 2024 ((2 789) millions d'euros en 2023).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2024 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) (1)	Autres réserves consolidées et résultat (2)	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022	**1 944**	**(7)**	**(175)**	**(7 451)**	**40 029**	**34 340**	**12 272**	**46 612**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	156	5 716	755	6 627	136	6 763
Résultat net	-	-	-	-	10 016	10 016	(2 404)	7 612
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**156**	**5 716**	**10 771**	**16 643**	**(2 268)**	**14 375**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(630)	(630)	-	(630)
Émissions / rachats TSDI et OCEANEs	140	-	-	-	2 523	2 663	-	2 663
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(482)	(482)
Achats/ventes d'actions propres	-	7	-	-	-	7	-	7
Autres variations(3)	-	-	-	3	(858)	(855)	2 429	1 574
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2023	**2 084**	**-**	**(19)**	**(1 732)**	**51 835**	**52 168**	**11 951**	**64 119**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 598	1 379	(627)	2 350	420	2 770
Résultat net	-	-	-	-	11 406	11 406	448	11 854
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**1 598**	**1 379**	**10 779**	**13 756**	**868**	**14 624**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(582)	(582)	-	(582)
Émissions / rachats TSDI (voir note 14.3)	-	-	-	-	(1 962)	(1 962)	-	(1 962)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(672)	(672)
Autres variations(3)	-	-	-	(4)	(521)	(525)	(1 118)	(1 642)
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2024	**2 084**	**-**	**1 579**	**(357)**	**59 549**	**62 855**	**11 029**	**73 884**

(1) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI recyclable) sont détaillées dans l'état du résultat global. Elles correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, y compris les montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés. Elles incluent également les variations de valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de devises (cross-currency swaps).

(2) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

(3) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent notamment en 2024, au Royaume-Uni, l'augmentation du pourcentage de détention du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 971 millions d'euros (485 millions d'euros en 2023) dont 2 359 millions d'euros par augmentations de capital, l'augmentation de capital Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros et la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd pour (4 486) millions d'euros (voir note 3.1.3).

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

NOTE 1 Référentiel comptable du Groupe 439
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 439
1.2 Évolutions du référentiel comptable 439
1.3 Bases de préparation des états financiers 440

NOTE 2 Synthèse des faits marquants 442

NOTE 3 Périmètre de consolidation 443
3.1 Évolutions du périmètre de consolidation 444
3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 447
3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2024 447

NOTE 4 Informations sectorielles 451
4.1 Informations par secteur opérationnel 451
4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique 452

NOTE 5 Excédent brut d'exploitation 453
5.1 Chiffre d'affaires 453
5.2 Achats de combustible et d'énergie 460
5.3 Charges de personnel 460
5.4 Impôts et taxes 461
5.5 Autres produits et charges opérationnels 461

NOTE 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading 464

NOTE 7 Autres produits et charges d'exploitation 464

NOTE 8 Résultat financier 464
8.1 Coût de l'endettement financier brut 464
8.2 Effet de l'actualisation 465
8.3 Autres produits et charges financiers 465

NOTE 9 Impôts sur les résultats 466
9.1 Ventilation de la charge d'impôt 466
9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 467
9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 468
9.4 Ventilation d'impôts différés par nature 468

NOTE 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France 469
10.1 Goodwill 469
10.2 Autres actifs incorporels 470
10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles 473
10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation 476
10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France) 478
10.6 Investissements incorporels et corporels 479
10.7 Pertes de valeur / reprises 480

NOTE 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France 486
11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 487
11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 487

NOTE 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises 488
12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE) 488
12.2 Taishan 489
12.3 Autres participations 489

NOTE 13 Besoin en fonds de roulement (BFR) 490
13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement 490
13.2 Stocks 490
13.3 Clients et comptes rattachés 491
13.4 Autres débiteurs 493
13.5 Fournisseurs et comptes rattachés 493
13.6 Autres créditeurs 494

NOTE 14 Capitaux propres 495
14.1 Capital social 495
14.2 Distributions de dividendes 495
14.3 Titres subordonnés à durée indéterminée 495
14.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 496

NOTE 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés 497
15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France 496
15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 512
15.3 Provisions nucléaires en Belgique 515

NOTE 16 Provisions pour avantages du personnel 515
16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe 517
16.2 France (Activités de production et commercialisation et Activités régulées) 520
16.3 Royaume-Uni 522

NOTE 17 Autres provisions 523
17.1 Autres provisions pour déconstruction 523
17.2 Autres provisions 523

NOTE 18 Actifs et passifs financiers 524
18.1 Actifs financiers 525
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie 528
18.3 Passifs financiers 528
18.4 Lignes de crédit non utilisées 533
18.5 Juste valeur des instruments financiers 533
18.6 Risques marchés et de contrepartie 534
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 535

NOTE 19 Indicateurs financiers 541
19.1 Résultat net courant 541
19.2 Endettement financier net 541

NOTE 20 Enjeux de durabilité dans les états financiers 542
20.1 Dépenses réglementaires 543
20.2 Évaluation des actifs et passifs 544
20.3 Financement durable 545
20.4 Investissements bas carbone 545
20.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité 546
20.6 EDF, un investisseur responsable 546
20.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité 547

NOTE 21 Passifs et actifs éventuels 547
21.1 Contrôles fiscaux 547
21.2 Contentieux ARENH – Force majeure 548
21.3 Edison 548
21.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France 549
21.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique 549
21.6 Contentieux E-Pango 549
21.7 Contentieux indemnitaire ENGIE 549
21.8 Contrats de consultants - Enquête pénale 550
21.9 Litiges en matière sociale 550
21.10 Arbitrage Venture Global 550
21.11 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs 550

NOTE 22 Engagements hors bilan 551
22.1 Engagements donnés 551
22.2 Engagements reçus 555

NOTE 23 Parties liées 556
23.1 Transactions avec les entreprises associées du périmètre de consolidation 556
23.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État 556
23.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 557

NOTE 24 Événements postérieurs à la clôture 557

NOTE 25 Honoraires des Commissaires aux comptes 558

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris).

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique...), le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication et la fourniture d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2024 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 20 février 2025.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés au 31 décembre 2024 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2024. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

1.2 Évolutions du référentiel comptable

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros. Les totaux des tableaux étant issus de montants non arrondis, des écarts peuvent exister entre ceux-ci et la somme des montants arrondis des éléments dont ils sont constitués.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2024 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2023 à l'exception des changements des notes 1.2.1 à 1.2.3 ci-après. Sont également précisés les textes publiés par l'IASB, qui s'appliqueront au Groupe à compter du 1er janvier 2025 et dont la première application n'a pas été anticipée dans les comptes au 31 décembre 2024, ainsi que ceux qui le seront postérieurement à cette date, sous réserve de leur adoption par l'Union européenne le cas échéant (note 1.2.3).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.2.1 Amendements d'IAS 7 « État des flux de trésorerie » et IFRS 7 « Instruments financiers » - Accords de financement des dettes fournisseurs

L'IASB a publié en 2023 un amendement à IAS 7 et IFRS 7 pour préciser les informations, de nature quantitative et qualitative, à fournir sur les accords de financement des dettes fournisseurs, dans l'objectif de comprendre les effets de ces accords sur les passifs et les flux de trésorerie de l'entité, de même que sur son exposition au risque de liquidité.

Le Groupe fournit en note 13.5 des informations en la matière. L'application de ces amendements n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe.

1.2.2 Amendements d'IAS 1 « Présentation des états financiers » - Classement des dettes en courant / non courant et passifs non courants assortis de clauses restrictives

Les amendements suivants, applicables depuis le 1er janvier 2024, n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe :

- Classement des dettes en courant / non courant : cet amendement clarifie les principes de classement d'un passif au bilan en courant ou en non courant ;
- Passifs non courants assortis de clauses restrictives : cet amendement précise que les clauses restrictives (« covenants ») à respecter après la date de clôture ne doivent pas affecter la classification en courant / non courant des passifs liés à la date de clôture. Il vise par ailleurs à améliorer les informations à fournir sur les dettes long terme assorties de telles clauses.

1.2.3 Textes publiés par l'IASB et applicables à compter ou postérieurement au 1er janvier 2025

Norme IFRS 18 : Présentation et informations à fournir dans les états financiers

La norme IFRS 18, publiée le 9 avril 2024, est d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2027. Elle énonce des exigences en matière de présentation et d'informations à fournir dans les états financiers et remplacera IAS 1, Présentation des états financiers.

Des travaux sont en cours pour identifier les principaux enjeux et impacts pour le Groupe.

Autres textes

Le Groupe n'anticipe, par ailleurs, pas d'impact matériel résultant de la première application des textes suivants :

Applicables à compter du 1er janvier 2025 :

- Amendement d'IAS 21 - Les effets des variations des taux de change – Absence de convertibilité : Cet amendement apporte des indications qui aideront les entités à déterminer si une monnaie est échangeable contre une autre monnaie ainsi que le taux de change à retenir lorsqu'elle ne l'est pas et précise les informations supplémentaires à communiquer dans ce contexte.

Applicables à compter du 1er janvier 2026 :

- Améliorations annuelles - Volume 11 : Le projet annuel d'améliorations de l'IASB prévoit une série de modifications sur certaines normes IFRS qui vise notamment à clarifier certains libellés et corriger des conséquences imprévues, des conflits ou des oublis relativement mineurs.
- Amendements d'IFRS 9 et d'IFRS 7 : Instruments financiers - Classement et évaluation : Le 30 mai 2024, l'IASB a publié des modifications relatives aux exigences en matière de classement et d'évaluation d'IFRS 9 afin de tenir compte de la diversité des pratiques comptables en rendant les exigences plus compréhensibles et plus cohérentes.

1.3 Bases de préparation des états financiers

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Méthodes de conversion

1.3.2.1 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale.

1.3.2.2 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire, qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée, sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.2.3 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

Toutefois, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci est comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure.

1.3.3 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en non courant d'une part, courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.3.4 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principaux éléments sur lesquels le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivants :

1.3.4.1 Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1er semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Sur le palier 900 MW, 21 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4e visite décennale dont Bugey 3, Gravelines 2, Dampierre 3, Blayais 2, Chinon B1, Tricastin 4, Gravelines 4, Dampierre 4 et Blayais 3 en 2024. Une VD4 est en cours de réalisation (Cruas 3).

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

S'agissant de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 50 ans, deux instructions sont en cours :

- 5e réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN en juin 2023 et l'ASN a transmis sa position sur ce dossier en novembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. A l'issue de l'instruction, l'ASN prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MW pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5e réexamen.
- Instruction durée de fonctionnement : une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023 pour tous les paliers. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASN qui prendra position fin 2026 après une phase d'expertise et d'instruction respectivement en 2025 et 2026.

1.3.4.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2024 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers du Groupe (voir note 15).

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 15.1.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion des combustibles usés et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.3.4.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2024 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2024 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 16.

1.3.4.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. Le Groupe révise par conséquent ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 10.7.

1.3.4.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (principalement les titres de dettes et de capitaux propres constituant les actifs dédiés et les contrats d'énergies), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.4.6 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 5.1, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.4.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 11). L'évaluation des passifs des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie des actifs et de dates de décaissements.

1.3.4.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.4.9 Enjeux de durabilité

Le Groupe est notamment concerné par des enjeux climatiques, de biodiversité, de gestion des ressources et des déchets. Les effets liés à ces enjeux environnementaux constituent un élément implicite dans l'application des méthodologies et des modèles utilisés pour réaliser les estimations au titre des évaluations de certains éléments comptables (voir note 20), notamment dans le cadre des dépréciations liées aux actifs non financiers.

1.3.4.10 Autres jugements et estimations

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

Notamment, dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement. Ainsi EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 15.1.2.2). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion, qui leur sont appliquées, le Groupe ne consolide pas ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9.

Le Groupe détient *via* sa filiale Luminus, une participation de 49 % dans la société Luminus Seraing 2.0 SA. La gouvernance et les accords contractuels confèrent à Luminus le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale en application d'IFRS 10.

Le Groupe détient *via* EDF Energy, une participation de 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) dans la société Sizewell C (Holding) Limited, holding de la société portant le projet Sizewell C. Le Groupe exerce une influence notable sur cette société notamment en raison de sa représentation au sein du Conseil d'administration de cette entité, de la fourniture d'informations techniques et d'équipements essentiels au développement du projet. Cette société, qui était consolidée en intégration globale, est désormais mise en équivalence dans les comptes du Groupe depuis le 31 décembre 2024 (voir note 3.1.3).

1.3.5 Restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni, voir note 16) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France, voir note 15.1.2 et au Royaume-Uni, voir note 15.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes régulatoires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires…). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir note 10.5) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessiterait l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni et Taishan (TNPJVC) en Chine) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 18.3.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 18.2).

Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux évènements et transactions significatifs **en 2024** du Groupe sont les suivants (les renvois de notes sont vers l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2024) :

- **Développements dans le nucléaire :**
  - EPR de Flamanville 3 : à la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur. Le 2 septembre 2024, l'ASN a donné son accord pour procéder aux opérations de divergence du réacteur de Flamanville 3. EDF a procédé à de nombreux essais techniques et a mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire. Depuis, les équipes d'EDF ont mené un programme d'essais et de contrôles pour monter progressivement le réacteur en puissance. Le réacteur de Flamanville 3 a été connecté au réseau électrique national le 21 décembre 2024. Après ce premier couplage, les phases d'essais et de connexion et de déconnexion au réseau électrique se poursuivront pendant plusieurs mois, sous le contrôle de l'ASN, jusqu'à ce que le réacteur atteigne 100 % de puissance (*cf.* communiqués de presse du Groupe du 8 mai 2024, du 2 septembre 2024, du 21 décembre 2024 et voir note 10.3) ;
  - La production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 361,7 TWh, confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 340 et 360 TWh à une fourchette de 358 - 364 TWh) annoncée par le Groupe le 11 décembre 2024 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 11 décembre 2024) ;
  - EDF a finalisé l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power (désormais appelées Arabelle Solutions) le 31 mai 2024 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 31 mai 2024 et voir note 3.1.2).
- **Énergies renouvelables :**
  - EDF Renouvelables et ses partenaires ont inauguré le parc éolien en mer de Fécamp d'une capacité d'environ 500 MW (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 15 mai 2024) ;
  - EDF Renouvelables a annoncé la construction de 1,2 GW de capacités de production d'électricité renouvelable en Afrique du Sud, dont 763 MW d'éolien, 355 MW de solaire et 75 MW de stockage pour 1,65 milliard d'euros. Les différentes installations seront progressivement mises en service entre 2024 et 2026 (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 21 mai 2024) ;
  - CEME 1 : le 8 juillet 2024, la plus grande centrale solaire du Chili d'une capacité de 480 MW a été inaugurée. Elle sera exploitée par Generadora Metropolitana, une coentreprise entre EDF et l'entreprise chilienne AME (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 9 juillet 2024) ;
  - EDF Renouvelables a annoncé la mise en service de son plus grand parc éolien en Amérique du Sud, le parc de Serra do Seridó (Nord-Est du Brésil) qui est composé de 85 éoliennes pour une capacité installée de 480 MW (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 18 juillet 2024) ;
  - EDF Renouvelables a fait l'acquisition de son premier projet éolien en mer en Corée du Sud, dans la province de Yeonggwang. À la suite de cette acquisition, l'entreprise continuera à développer le projet, avec une capacité maximale de 1,5 GW (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 3 septembre 2024) ;
  - EDF lance le chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto (Corse) composée de 8 moteurs nouvelle génération pour une puissance totale de 130 MW. Cette centrale fonctionnera avec de la biomasse liquide et viendra remplacer la centrale thermique au fioul du Vazzio (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 22 novembre 2024) ;
  - EDF Renouvelables a annoncé la mise en service du parc solaire de Morris Ridge aux États-Unis, d'une capacité de 177 MW (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 20 décembre 2024).

- **Opérations de financement :**

Le Groupe a réalisé plusieurs émissions d'obligations sur l'exercice 2024 pour un montant total de 6 672 millions d'euros dont 3 329 millions d'euros d'émissions vertes (voir note 18.3.2). EDF a remboursé le 5 juillet 2024 des obligations hybrides émises le 4 octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros. Le 10 septembre 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 29 janvier 2025 des obligations hybrides émises le 29 janvier 2013 pour 1 250 millions d'euros. Ce remboursement d'un montant nominal de 1 250 millions d'euros a été réalisé le 29 janvier 2025 (voir note 14.3).

- **Projet d'entreprise :**

Le Groupe a présenté à son Conseil d'administration « Ambitions 2035 », le projet d'entreprise du groupe EDF : son objectif est de bâtir le système électrique du futur au service des clients. La part de l'électricité doit doubler dans le mix énergétique mondial d'ici 2050 pour tenir les objectifs de décarbonation en développant des solutions de flexibilité permettant de faire face à l'intermittence des énergies renouvelables et aux besoins de consommation des clients. Avec ce projet, au service de la décarbonation de la France et des pays dans lesquels le Groupe opère, EDF confirme sa position de leader du secteur énergétique européen à horizon 2035 et souhaite mener la nouvelle révolution électrique et bâtir le système électrique de demain, pour offrir une électricité décarbonée, disponible et compétitive à ses clients.

Note 3 Périmètre de consolidation

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

ENTITÉS CONTRÔLÉES

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité, ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat (voir note 12).

PARTICIPATIONS DANS LES ACTIVITÉS CONJOINTES

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité, ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

Les principales activités conjointes du Groupe correspondent aux activités d'optimisation de LNG de JERA Global Markets, codétenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (FSG).

REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous :

- à la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill ;
- les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction ;
- toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres ;
- en cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- en cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres, qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IFRS 9 ;
- les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation ;
- les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. L'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisée en capitaux propres.

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

3.1.1 Évolutions du périmètre

Sur l'exercice 2024, le Groupe connaît les variations de périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition le 25 janvier 2024 des 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome, portant la participation d'EDF dans le groupe Framatome à 80,5 % et dans Edvance à 96,1 % ;
- l'acquisition le 31 janvier 2024 à hauteur de 50 % de Nordic Logistics, portefeuille d'entrepôts logistiques situés en Suède, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 8 février 2024, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40,05 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 31 mai 2024 des activités nucléaires de GE Steam Power. Ce sous-groupe est consolidé par intégration globale sous la dénomination Arabelle Solutions au sein du secteur « Industrie et Services » (voir note 3.1.2) ;
- l'acquisition le 23 septembre 2024 de 50 % des parts de l'OPPCI Parcolog Invest, un portefeuille d'entrepôts logistiques situés en France, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 6 décembre 2024 de 49 % des parts de la SCI Encore+ Bergère, propriétaire d'un immeuble de bureau à Paris, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 19 décembre 2024, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40,1 % dans l'opérateur de tours télécom autrichien OnTower renommé par la suite Optimus Tower, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

Au 31 décembre 2023, Sizewell C (Holding) Ltd, détenue à 49,4 % par le Groupe, était contrôlée et consolidée en intégration globale. Certains évènements intervenus sur le second semestre 2024 ont conduit le Groupe à modifier au 31 décembre 2024 la méthode de consolidation de Sizewell C qui est mise en équivalence à compter de cette date (voir note 3.1.3).

En 2023, le Groupe n'a pas connu d'évolution de périmètre ayant eu un impact significatif. Les évolutions ont porté sur les cessions suivantes :

- la cession de la participation à hauteur de 50 % dans la centrale CCGT de Sloe aux Pays-Bas le 25 janvier 2023 ;
- la cession de 100 % de Suir Engineering par Imtech, filiale de Dalkia au Royaume-Uni, le 1er février 2023 ;
- la cession de la participation d'Edison de 11,25 % dans Reggane-Nord en Algérie le 12 octobre 2023.

Évolutions attendues postérieures au 31 décembre 2024

Le 25 juillet 2024, Edison a signé un accord concernant la vente des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) avec Snam SpA. Depuis le 31 décembre 2023, les actifs et passifs correspondants sont classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente (voir note 3.2).

Le 9 décembre 2024, Edison qui détient 50 % de la société Elpedison BV, mise en équivalence dans les comptes du Groupe, a accepté l'offre de rachat de la société HELLENiQ Energy Holdings S.A.. Elpedison exploite deux centrales au gaz naturel à Thisvi et Thessalonique d'une capacité totale de 820 MW. La cession sera définitive à la signature du contrat d'acquisition par les deux parties (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 9 décembre 2024). Au 31 décembre 2024, les titres de la société Elpedison BV restent mis en équivalence dans les comptes du Groupe.

3.1.2 Acquisition du sous-groupe Arabelle Solutions

Suite à la signature le 4 novembre 2022 d'un protocole d'accord avec General Electric et à la levée de l'ensemble des conditions suspensives, en particulier l'obtention des autorisations réglementaires requises, l'acquisition des activités de GE Vernova portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (anciennement GE Steam Power et désormais Arabelle Solutions) a été réalisée le 31 mai 2024.

Ces activités ont pour objet notamment la fourniture d'équipements pour l'îlot conventionnel des nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Ces turbines à vapeur peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor)*. Cette transaction permet au groupe EDF de maitriser les technologies et les compétences relatives à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets et de s'enrichir de technologies et de compétences clés pour la filière nucléaire et la sécurité énergétique européenne. Arabelle Solutions emploie environ 3 300 collaborateurs situés essentiellement en France, au Royaume-Uni et en Inde. Ce sous-groupe est consolidé en intégration globale, depuis le 31 mai 2024 au sein du segment « Industrie et Services ».

Dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2024, la contribution d'Arabelle Solutions représente 255 millions d'euros dans le chiffre d'affaires, (120) millions d'euros dans l'EBE, (117) millions d'euros dans le résultat net et (266) millions d'euros dans l'endettement financier net.

Le Groupe a réalisé l'allocation provisoire du prix d'acquisition en procédant à l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et passifs repris identifiables à la date de prise de contrôle sur la base des travaux d'un évaluateur indépendant. Ces travaux et l'élaboration des comptes de réalisation devraient être finalisés sur le premier semestre 2025. Ainsi la comptabilisation de l'opération au 31 décembre 2024 reste provisoire. Conformément à la norme IFRS 3, le Groupe dispose d'un délai de 12 mois après la date d'acquisition pour réaliser cette évaluation définitive.

Le prix d'acquisition provisoire s'élève à 904 millions d'euros dont 309 millions d'euros correspondant à la trésorerie acquise. Il sera ajusté sur la base des comptes de réalisation audités et des clauses contractuelles d'ajustements de prix.

Le bilan d'acquisition provisoire à la date de la transaction est détaillé ci-après. Ce bilan est présenté avant éliminations des positions avec les sociétés du Groupe. Ces éliminations concernent principalement les créances clients, les produits constatés d'avance et les avances reçues.

ACTIF (en millions d'euros)	**Valeur d'ouverture provisoire**
Immobilisations corporelles et incorporelles	722
Participations dans les entreprises associées	43
Actifs financiers et autres actifs non courants	38
Impôts différés actifs	151
Actif non courant	**954**
Stocks	176
Clients et comptes rattachés	340
Actifs financiers et autres actifs courants	254
Actifs d'impôts courants	23
Trésorerie et équivalents de trésorerie	309
Actif courant	**1 102**
TOTAL DE L'ACTIF	**2 056**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	**Valeur d'ouverture provisoire**
Capitaux propres - part du Groupe	391
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	1
Capitaux propres	**392**
Provisions non courantes	112
Passifs financiers et autres passifs non courants[1]	172
Impôts différés passifs	182
Passif non courant	**466**
Provisions courantes	27
Fournisseurs et comptes rattachés	209
Passifs financiers et autres passifs courants[1]	956
Dettes d'impôts courants	6
Passif courant	**1 198**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**2 056**

(1) Comprenant 827 millions d'euros de passif sur contrats (dont 684 millions d'euros de part courante).

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris portent sur les éléments suivants :

- Immobilisations incorporelles pour 390 millions d'euros dont :
  - 38 millions d'euros pour la marque Arabelle Solutions, valorisée par la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La durée d'utilité de cette marque a été considérée comme indéfinie,
  - 255 millions d'euros pour les relations clients, valorisées par la méthode des surprofits. La durée d'utilité de ces relations clients a été appréciée pour chaque business unit, conduisant à une durée d'amortissement moyenne d'environ 10 ans,
  - 97 millions d'euros pour la technologie évaluée par la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La durée d'utilité de cette technologie a été déterminée pour chaque business unit, conduisant à une durée d'amortissement moyenne d'environ 15 ans.
- Immobilisations corporelles pour 176 millions d'euros, principalement sur les sites de Belfort en France et de Sanand en Inde :
  - 94 millions d'euros pour les terrains et constructions valorisés sur la base des prix de marché,
  - 82 millions d'euros pour les autres installations, matériels et autres immobilisations évalués selon la méthode du coût de remplacement.
- Impôts différés passifs nets pour 160 millions d'euros : les impôts différés comptabilisés correspondent principalement aux effets d'impôts associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre du bilan d'ouverture (566 millions d'euros avant impôts).

Le goodwill provisoire déterminé s'élève à 513 millions d'euros et correspond à l'estimation des avantages économiques futurs attendus suite à cette acquisition, notamment :

- aux relations clients préexistantes et futures d'Arabelle Solutions avec le groupe EDF ;
- aux relations clients externes futures ;
- au potentiel technologique futur des activités acquises ;
- au capital humain d'Arabelle Solutions.

Le calcul du goodwill provisoire se détaille comme suit :

(en millions d'euros)	
Actifs nets acquis	391
Prix d'acquisition provisoire	904
Goodwill provisoire	**513**

3.1.3 Perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Limited

Sizewell C est le projet de construction d'une centrale nucléaire dans le Suffolk (Angleterre) comprenant deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,3 GW. Ce projet repose sur une stratégie de réplication d'Hinkley Point C.

Le projet Sizewell C a été désigné en novembre 2022 comme éligible au modèle de financement de Base d'Actifs régulés (RAB). Cependant la décision de construire la centrale reste soumise à la décision finale d'investissement (FID - *Final Investment Decision*).

Depuis le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique (His Majesty's Government, HMG) est actionnaire du projet. L'engagement d'EDF de financer le projet jusqu'à la FID est soumis à un plafond qui a été atteint fin 2023, en conséquence l'État britannique finance seul le projet depuis cette date.

À fin décembre 2024, l'État britannique détient 83,77 % du projet (50,56 % à fin décembre 2023) et EDF les 16,23 % restants (49,44 % à fin décembre 2023).

Au 31 décembre 2024, EDF a perdu le contrôle de Sizewell C compte tenu notamment des éléments suivants :

- la diminution progressive du pourcentage de détention a conduit à la perte des droits d'EDF dans la gouvernance de Sizewell C. Le pourcentage atteint un niveau proche de l'objectif de participation du Groupe visé à la date de décision finale d'investissement ;
- la sécurisation par l'État britannique du financement du projet jusqu'à mi-2026 qui démontre la volonté de HMG de soutenir le développement du projet ;
- la mise en place de l'équipe dirigeante de Sizewell C, indépendante d'EDF et ayant les compétences requises pour prendre les décisions et mener le projet de construction.

À compter du 31 décembre 2024, la société Sizewell C (Holding) Ltd est mise en équivalence du fait de l'influence notable désormais exercée par le Groupe sur cette entité (voir note 1.3.4.10).

Le bilan de sortie du périmètre de consolidation de Sizewell C (Holding) Ltd détaillé ci-dessous :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024
Goodwill	10.1	1 417
Immobilisations corporelles et autres actifs	10.3	3 686
TOTAL ACTIF		**5 103**
Capitaux propres	14	4 487
Dont intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	*14*	*4 486*
Autres passifs		616
TOTAL PASSIF		**5 103**

La participation du Groupe dans la société Sizewell C (Holding) Ltd est mise en équivalence au 31 décembre 2024 pour une valeur de 652 millions d'euros (voir note 12).

L'impact de la sortie de périmètre de Sizewell C (Holding) Ltd sur le résultat d'exploitation est présenté en « Autres produits et charges d'exploitation » pour (63) millions d'euros (voir note 7). Elle a également conduit à une augmentation des engagements hors bilan reçus sur les ventes d'exploitation compte tenu de l'entrée en vigueur des contrats conclus au titre du projet pour un montant de 1 591 millions d'euros (voir note 22.2.1.1).

3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, les actifs ou groupes d'actifs :

- détenus en vue de la vente, identifiés et classés comme tels au cours de l'exercice, ne font pas l'objet de changement de présentation, ni de retraitement rétrospectif dans les bilans des exercices antérieurs ;
- répondant aux critères de définition d'une activité abandonnée font, quant à eux, l'objet d'un retraitement dans le compte de résultat ainsi que dans le tableau des flux de trésorerie au titre des périodes antérieures présentées dans les états financiers.

Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement les actifs de stockage gaz au sein d'Edison en Italie (Stoccaggio). Le 25 juillet 2024, Edison a signé un accord concernant la vente des actifs de stockage de gaz avec Snam SpA (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 25 juillet 2024).

La cession des actifs de stockage d'EDF Energy au Royaume-Uni, classés en actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2023, a été réalisée en mars 2024, sans impact significatif sur le compte de résultat, ni sur l'endettement net du Groupe.

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**589**	**596**
Immobilisations corporelles et incorporelles	417	440
Autres actifs courants[1]	172	156
PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**122**	**147**
Provisions et autres passifs non courants	100	137
Autres passifs courants[1]	22	10

(1) Les autres actifs et passifs courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement.

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2024

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- **« Production - Commercialisation » (P)** : production d'énergie nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique,...) ; commercialisation aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux particuliers ;
- **« Distribution » (D)** : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension. Cette activité regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- **« Services » (S)** : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ainsi que les activités de services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend les activités de Framatome, d'Arabelle Solutions et de Dalkia ;
- **« Autres activités » (A)** : cette activité comprend les autres services énergiques, les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés ainsi que les activités réalisées par EDF Trading.

Les sociétés et paliers de consolidation faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés ci-après.

3.3.1 Sociétés consolidées par intégration globale

France - Activités de production et commercialisation		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		96,10	95,10	A
NUWARD		100,00	100,00	A
Cyclife		100,00	100,00	A
IZI Confort		100,00	100,00	A
Sowee[1]		-	100,00	A
IZI Solutions Durables (ex IZI Solutions)		100,00	100,00	A
IZI Solutions Renov[2]		-	100,00	A
IZIVIA		100,00	100,00	A
EDF Pulse Holding		100,00	100,00	A
Hynamics		100,00	100,00	P
Agregio solutions		100,00	100,00	A
Energy2Market (E2M)		100,00	100,00	A
EDF Solutions Solaires (ex EDF ENR)		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	51,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
France - Activités régulées				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
Industrie et Services				
Framatome	France	80,50	75,50	S
Arabelle Solutions[3]	France	100,00	n.a.	S
Arabelle Solutions SAS (ex Société C109)	France	100,00	n.a.	S
Arabelle Solutions Holding UK	Royaume-Uni	100,00	n.a.	S
Royaume-Uni				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,17	97,17	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
Luminus SA	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Brasil Holding[4]	Brésil	100,00	n.a.	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
Lingbao	Chine	65,00	65,00	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

(1) La société Sowee a été fusionnée dans EDF SA le 31 octobre 2024.

(2) La société IZI Solutions Rénov a été fusionnée dans la société IZI Solutions Durables le 31 mai 2024.

(3) Arabelle Solutions correspond à l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024.

(4) Certaines filiales auparavant détenues par EDF Norte Fluminense (dont la Compagnie Énergétique de Sinop, société détenue à 51 % et mise en équivalence) sont désormais détenues par EDF Brasil Holding.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
EDF Renouvelables				
EDF Renouvelables	France	100,00	100,00	P, A
Dalkia				
Dalkia	France	99,94	99,94	S
Autres métiers				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
Citégestion	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	86,22	92,46	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

Autres métiers		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

France - Activités de production et commercialisation		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest)[1]	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Thyssengas (EDF Invest)	Allemagne	-	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Energy Assets Group (EDF Invest)	Royaume-Uni	40,00	40,00	A
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	50,00	50,00	P
Clariane & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	33,33	A
Holding d'Infrastructures Numériques	France	33,33	n.a.	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,67	16,67	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Memphis (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Nordic Logistic (EDF Invest)	Suède	50,00	n.a.	A
Fjord1 (EDF Invest)	Norvège	40,05	n.a.	A
Parcolog Invest (EDF Invest)	France	50,00	n.a.	A
Encore + Bergère (EDF Invest)	France	49,00	n.a.	A
Optimus Tower Holding (EDF Invest)	Autriche	40,10	n.a.	A
Autre international				
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	40,00	40,00	P
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	50,00	50,00	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	40,00	P

(1) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.

3.3.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage de droits de votes détenu au 31/12/2024
Edison SpA	97,17	100,00
EDF Investissements Groupe SA	86,22	50,00

Note 4 Informations sectorielles

4.1 Informations par secteur opérationnel

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- **« France - Activités de production et commercialisation »** qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- **« France - Activités régulées »** qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- **« Industrie et Services »** qui désigne les entités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions ;
- **« Royaume-Uni »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- **« Italie »** qui désigne les entités du sous-groupe Edison et TdE SpA ;
- **« Autre international »** qui désigne EDF International et les autres entités situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- **« EDF Renouvelables »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables ;
- **« Dalkia »** qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- **« Autres métiers »** qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Suite à l'acquisition par le Groupe d'Arabelle Solutions le 31 mai 2024 (voir note 3.1.2), le secteur intitulé « Framatome » a été renommé « Industrie et Services ». Ce secteur intègre ainsi les activités industrielles en lien avec la production d'équipements et la fourniture de services pour les activités nucléaires portées par les entités Framatome et Arabelle Solutions.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

4.1.1 Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industrie et Services[1]	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers[2]	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	*47 991*	*20 037*	*2 525*	*17 477*	*15 197*	*4 280*	*1 534*	*5 323*	*4 326*	-	*118 690*
Chiffre d'affaires intersecteurs	*2 975*	*34*	*2 648*	*21*	*26*	*316*	*620*	*695*	*522*	*(7 857)*	-
Chiffre d'affaires	50 966	20 071	5 173	17 498	15 223	4 596	2 154	6 018	4 848	(7 857)	118 690
Autres consommations externes et charges de personnel	(10 250)	(5 413)	(4 131)	(1 943)	(1 433)	(1 005)	(1 392)	(3 603)	(239)	1 695	(27 714)
Excédent brut d'exploitation	20 950	5 576	499	3 485	1 762	835	1 387	425	1 985	(381)	36 523
Résultat d'exploitation	11 698	1 823	92	1 283	531	557	506	45	2 149	(357)	18 327
Bilan :											
Goodwill	127	223	2 023	3 596	142	56	195	634	112	-	7 108
Immobilisations incorporelles et corporelles	67 128	74 265	3 917	25 829	5 699	2 542	13 368	2 644	554	-	195 946
Investissements corporels et incorporels	7 709	5 803	522	7 152	596	413	2 068	478	38	-	24 779
Total actif	214 091	76 443	7 296	18 781	4 577	20 345	14 852	5 429	3 391	-	365 205
Emprunts et dettes financières	91 049	7 280	928	8 115	1 417	23 031	13 515	2 157	1 150	(66 840)	81 802

(1) Le secteur Industrie et Services inclut les activités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions. Concernant Arabelle Solutions, les flux sur le résultat du Groupe correspondent à 7 mois d'activité depuis son entrée dans le périmètre de consolidation au 31 mai 2024 (voir note 3.1.2).

(2) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 1 908 millions d'euros.

4.1.2 Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers[1]	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	*60 313*	*19 370*	*2 010*	*21 094*	*17 745*	*5 168*	*1 338*	*5 733*	*6 944*	-	*139 715*
Chiffre d'affaires intersecteurs	*3 931*	*43*	*2 056*	*38*	*42*	*415*	*693*	*662*	*733*	*(8 613)*	-
Chiffre d'affaires	64 244	19 413	4 066	21 132	17 787	5 583	2 031	6 395	7 677	(8 613)	139 715
Autres consommations externes et charges de personnel	(9 589)	(5 181)	(3 259)	(1 767)	(1 416)	(967)	(1 292)	(3 595)	(365)	1 468	(25 963)
Excédent brut d'exploitation	24 677	3 707	597	3 967	1 855	872	932	407	3 255	(342)	39 927
Résultat d'exploitation	18 651	13	238	(9 823)	789	245	206	35	3 162	(342)	13 174
Bilan :											
Goodwill	130	223	1 475	4 901	150	51	197	626	142	-	7 895
Immobilisations incorporelles et corporelles	64 499	71 353	2 953	21 593	5 721	2 495	13 060	2 429	456	-	184 559
Investissements corporels et incorporels	6 584	5 217	341	5 529	520	315	2 124	366	25	-	21 021
Total actif	164 285	76 381	7 280	46 240	10 067	6 917	18 942	6 197	28 503	-	364 812
Emprunts et dettes financières	96 129	6 152	296	7 984	1 780	18 754	11 603	2 086	2 795	(60 932)	86 647

(1) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 3 666 millions d'euros.

4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique

(en millions d'euros)	2024	2023
France	70 346	81 153
Royaume-Uni	22 261	28 987
Italie	13 129	15 463
Belgique	3 659	4 589
Autres	9 295	9 523
dont Europe	*5 462*	*6 042*
dont Amériques	*2 626*	*2 438*
dont Asie	*911*	*833*
dont Afrique	*282*	*204*
CHIFFRE D'AFFAIRES	**118 690**	**139 715**

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Chiffre d'affaires	**5.1**	**118 690**	**139 715**
Achats de combustible et d'énergie	**5.2**	**(54 217)**	**(80 989)**
Services extérieurs		(19 754)	(17 281)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(4 958)	(4 550)
Production stockée et immobilisée		13 579	11 041
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		335	297
Autres consommations externes(1)		**(10 798)**	**(10 493)**
Charges de personnel	**5.3**	**(16 916)**	**(15 470)**
Impôts et taxes	**5.4**	**(4 142)**	**(4 064)**
Autres produits et charges opérationnels	**5.5**	**3 906**	**11 228**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**36 523**	**39 927**

(1) Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 0,5 % par rapport à 2023.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une variation organique de (3 354) millions d'euros, soit -8,4 %. Cette évolution s'explique principalement par une diminution sur les secteurs **France - Activités de production et commercialisation** ((3 727) millions d'euros), **Autres métiers** ((1 269) millions d'euros) et **Royaume-Uni** ((595) millions d'euros), a contrario, une croissance sur le secteur **France - Activités régulées** (1 869 millions d'euros) et **EDF Renouvelables** (456 millions d'euros).

L'EBE du secteur **France - Activités de production et commercialisation** connait une baisse organique de (3 727) millions d'euros malgré une hausse de la production nucléaire (+41,3 TWh) et hydraulique (+11,8 TWh) dans un contexte de baisse des prix de marché.

La baisse de l'excédent brut d'exploitation du secteur **Autres métiers** pour (1 269) millions d'euros s'explique principalement par l'activité de Trading pour (1 621) millions, dans un contexte de recul de la volatilité et des prix de marché. L'EBE des activités gazières est en hausse de +341 millions d'euros, en raison principalement de la réalisation de marges plus importantes sur l'activité de stockage.

La baisse organique de l'EBE du secteur **Royaume-Uni** de (595) millions d'euros s'explique en particulier par une baisse des marges dans les segments des clients résidentiels et petites entreprises, ainsi que l'impact des baisses des prix de marché.

Concernant le secteur **France - Activités régulées**, la hausse organique de l'EBE de 1 869 millions d'euros s'explique principalement par un effet prix positif, en raison d'achats de pertes réseaux effectués à des prix de marché moins élevés qu'en 2023 et à l'effet favorable de la hausse du TURPE au 1er novembre 2024.

Arabelle Solutions, consolidé depuis le 31 mai 2024, génère un excédent brut d'exploitation de (120) millions d'euros au sein du secteur **Industries et Services.**

5.1 Chiffre d'affaires

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client) ;
- la prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

Cela s'applique notamment à certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants conçus spécifiquement pour un client (en particulier ceux fabriqués par Framatome et Arabelle Solutions).

ACTIVITÉ TRADING

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie *(trading)*. Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de *trading* pour compte de tiers ou pour compte propre, adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

Elle intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et *options*.

EDF Trading réalise des opérations d'achats et de ventes sur les marchés de gros en Europe et en Amérique du Nord :

- d'électricité et de combustibles (principalement gaz) ;
- de permis d'émission de CO_2, dérivés climatiques et autres instruments environnementaux ;
- de garanties de capacités de production électrique.

En ce qui concerne le GNL, les activités d'optimisation (comptabilisée en tant qu'activité conjointe) et de *trading* (comptabilisée sous forme de coentreprise) sont réalisées au travers de sa participation dans JERA Global Markets, codétenue par JERA.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Les opérations relatives aux mécanismes de capacité sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH est réputé intégrer une valeur capacitaire ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
  - acteurs obligés : sur les 5 mois de la période de pointe,
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

5.1.1 Évolutions réglementaires

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a autorisé le maintien des TRVE pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, au bénéfice des consommateurs, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition, conformément à la directive 2019/944 concernant le marché intérieur de l'électricité, qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros (les tarifs bleus). Le seuil lié à la puissance a été supprimé à compter du 1er février 2025 en application de la loi 2024-330 du 11 avril 2024 et du décret 2025-49 du 15 janvier 2025. Ainsi, ces mêmes consommateurs pourront bénéficier des TRVE pour leurs sites ayant une puissance strictement supérieure à 36 kVA (les tarifs jaunes).

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L.337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a la charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Évolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Évolution des tarifs bleus non-résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
19/01/2023	+ 15 % TTC (+ 20,0 % HT)	+ 15 % TTC (+ 19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	+ 10 % TTC (+ 10,0 % HT)	+ 10 % TTC (+ 10,0 % HT)	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	+ 9,5 % TTC (+ 0,18 % HT)	+ 5,7 % TTC (- 3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	- 15 % TTC (-22,61 % HT)	- 15,06 % TTC (- 22,67 % HT)	28/01/2025	01/02/2025

Dans une délibération du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne HT de 22,61 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 22,67 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2025. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 28 janvier 2025. Par ailleurs, un arrêté du 20 décembre 2024 a précisé les niveaux d'accise applicables à partir du 1er février 2025. Le cumul de ces évolutions a conduit à une baisse moyenne TTC de 15 % des tarifs bleus résidentiels et de 15,06 % des tarifs bleus non résidentiels.

Dans une délibération du 16 janvier 2025, la CRE a proposé les barèmes de prix des tarifs jaunes et verts applicables aux souscriptions pour des sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ces barèmes sont construits, comme pour les sites de puissances inférieures, par application de la méthode de construction "par empilement" des coûts, dont les principes sont décrits aux articles L.337-6 et R.337-19 du Code de l'énergie.

Dispositif amortisseur électricité

L'article 225 de la loi de finances 2023-1322 du 29 décembre 2023 a prolongé et modifié pour l'année 2024 le dispositif d' « amortisseur électricité » institué initialement par l'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 dans le but d'accompagner, en 2023, les entreprises et les collectivités locales non éligibles au bouclier tarifaire.

Les décrets 2023-1421 et 2023-1422 du 30 décembre 2023 précisent les modalités d'application de l'amortisseur électricité pour 2024 : les clients éligibles bénéficient d'une réduction de prix de 75 % (100 % pour les Très Petites Entreprises) sur les volumes consommés sur le mois considéré (dans la limite de 90 % de leur consommation historique), calculée par différence entre le prix moyen de la part variable hors taxes et hors TURPE de leur contrat sur l'année 2024 et le prix d'exercice fixé à 250 €/MWh (230 €/MWh pour les Très Petites Entreprises).

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseau Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité sont couverts par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE), visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie, dès lors qu'ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

TURPE 6 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal Officiel de la République Française n°0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA- BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1er août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

Dans sa délibération n°2024-122 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1er août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1er août 2023 et de + 2,26 % au 1er août 2022, la CRE ayant fixé la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % dans sa délibération 2021-13 du 21 janvier 2021.

Dans sa délibération n°2024-121 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Transport de + 4,99 % au 1er août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,69 % au 1er août 2023 et de -0,01 % au 1er août 2022, la CRE ayant fixé un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt dans sa délibération 2021-12 du 21 janvier 2021.

Par une lettre du 29 août 2024, publiée au Journal Officiel de la République Française le 31 août 2024, le ministre délégué auprès du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, chargé de l'industrie et de l'énergie, a demandé à la CRE une nouvelle délibération relative à l'évolution du TURPE, prenant mieux en compte les orientations de politique énergétique du gouvernement notamment en termes de stabilité tarifaire, compte tenu de la baisse attendue des TRVE au 1er février 2025. La CRE a publié le 10 septembre 2024 la délibération n°2024-158 dans laquelle elle considère que ses délibérations précédentes ne méconnaissent pas les orientations de politique énergétique et demande leur publication au Journal Officiel de la République Française par l'autorité administrative, en précisant que la date d'entrée en vigueur de ses nouvelles délibérations serait fixée au 1er novembre 2024, ce qui a été fait.

Dans sa délibération 2025-08 du 15 janvier 2025 la CRE a proposé une hausse exceptionnelle du niveau moyen du TURPE Distribution de + 7,7 % au 1er février 2025. Cette évolution vise à anticiper l'apurement du CRCP (Compte de Régularisation des Charges et Produits) d'Enedis constitué lors des premières années de TURPE 6. Cette anticipation a vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur au 1er août 2025.

De même pour le TURPE Transport, la CRE a proposé un mouvement exceptionnel de + 9,61 % au 1er février 2025 dans sa délibération 2025-09 du 15 janvier 2025.

Par ailleurs, les utilisateurs du réseau public de transport, dont Enedis, ont bénéficié d'un versement anticipé exceptionnel de RTE en février 2023 (restitution anticipée d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits de RTE). Le Groupe avait à ce titre reconnu un avoir à recevoir de la part de RTE de 1 723 millions d'euros au 31 décembre 2022.

TURPE 7 Distribution et Transport

La CRE a publié le 4 février 2025 sa délibération n°2025-40 portant projet de décision sur le TURPE 7 Distribution. La CRE y fixe un niveau de marge sur actif de 2,5 %, une rémunération complémentaire des capitaux propres de 2,9 % et une rémunération des emprunts financiers de 2,1 % pour la période TURPE 7. Compte tenu des charges à couvrir, la CRE indique que l'évolution exceptionnelle de 7,7 % au 1er février 2025 doit permettre de couvrir les charges prévisionnelles de la période tarifaire sans évolution au 1er août 2025 et avec des évolutions proches de l'inflation pour les 1ers août 2026, 2027 et 2028, sur la base des éléments connus à date. Dans l'hypothèse d'un transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État au 1er août 2025, le TURPE Distribution serait diminué de 1,92 %.

La CRE a publié le 4 février 2025 sa délibération n°2025-39 portant projet de décision sur le TURPE 7 Transport. La CRE y fixe un taux de rémunération de la Base d'Actifs Régulés de 5 % avant impôts. Elle retient en outre une prime de rémunération complémentaire spécifique de 0,5 % pour les actifs constitutifs de raccordement des parcs éoliens en mer du fait d'une complexité et de risques supérieurs au reste de l'activité de RTE. Compte tenu des charges à couvrir, la CRE indique que l'évolution exceptionnelle de 9,6 % au 1er février 2025 doit permettre de couvrir les charges prévisionnelles de la période tarifaire sans évolution au 1er août 2025 et avec des évolutions proches de l'inflation pour les 1ers août 2026, 2027 et 2028, sur la base des éléments connus à date.

Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Aux fins de péréquation des charges de distribution d'électricité entre les gestionnaires de réseaux, ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser tout ou partie de ces charges résultant de l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux et qui ne sont pas pris en compte dans le tarif. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE, si le gestionnaire de réseau en fait la demande à partir de l'analyse de ses comptes. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne Enedis, Électricité de Strasbourg et SEI.

Dans sa délibération n° 2024-97 du 13 juin 2024, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 252 millions d'euros au titre de 2024.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 22 novembre 2023 fixe les contributions et les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2023. Ainsi, la contribution forfaitaire de Strasbourg Électricité Réseaux s'élève à environ 1,1 million d'euros et celle d'Enedis à environ 30,1 millions d'euros, Enedis étant par ailleurs le gestionnaire désigné par la CRE pour assurer la collecte et le versement des contributions FPE pour l'ensemble des ELD (Entreprises Locales de Distribution).

Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

Dispositif général

Le dispositif d'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond maximum légal était de 100 TWh par an. Il a été ensuite été porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne, non obtenu à ce jour.

Contentieux des 20 TWH additionnels d'électricité pour la période avril-décembre 2022

Aux termes d'un dispositif imposé par le Gouvernement à EDF début 2022, les fournisseurs alternatifs d'électricité éligibles étaient en droit de bénéficier au maximum de 20 TWh supplémentaires d'électricité pour la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022, au prix régulé de 46,20 €/MWh, à condition de vendre à EDF un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh. Seuls 19,5 TWh ont été demandés dans ce cadre par les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le dispositif.

En parallèle, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros.

ARENH au titre de 2024

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2024, par sa délibération n° 2023-330 du 26 octobre 2023, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n° 2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2024 et les critères d'évaluation des demandes d'ARENH (modalités de contrôle et, éventuellement, de correction des demandes ARENH formulées par les fournisseurs alternatifs lors du guichet ARENH).

La délibération précise que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas, comme précisé dans l'arrêté du 28 avril 2011) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront contractualiser directement avec leur société mère un approvisionnement dans des conditions identiques à celles de l'accord-cadre ARENH incluant, notamment, les conditions d'écrêtement auxquelles les autres fournisseurs alternatifs sont soumis.

Le 15 novembre 2023, par sa délibération 2023-333, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a délibéré une évolution des règles de calcul du complément de prix ARENH dit CP2 versé par les fournisseurs alternatifs qui font des demandes excessives d'ARENH par rapport à leurs volumes de ventes réels. Ces évolutions sont de nature à rendre plus dissuasive la pénalité associée aux demandes excédentaires de ces fournisseurs au guichet ARENH.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2023, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2024 s'est élevée à 130,45 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,04 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 130,41 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écrêtement à 76,68 %. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (25,54 TWh).

Au cours de l'année 2024, la CRE a notifié EDF à trois reprises des interruptions de livraisons d'ARENH, dont deux au titre de décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), et une au titre de la transmission universelle de patrimoine de Sowee à EDF SA. Au cumul, ces interruptions ont représenté un ruban de 7,3 MW dont un ruban de 1,1 MW au titre des décisions CoRDiS.

Le décret 2024-556 publié le 18 juin 2024 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie pour la mettre en cohérence avec les évolutions législatives introduites par la loi de finances 2024 concernant le complément de prix ARENH. Le montant du complément de prix CP1 collecté au titre des volumes d'ARENH livrés à compter de l'année 2023 ne sera plus réparti entre les fournisseurs alternatifs mais versé à EDF en déduction des charges de service public. Cette modification est sans impact dans le compte de résultat du Groupe.

La CRE a publié le 26 juin 2024 sa délibération 2024-125 portant décision sur les compléments de prix ARENH qui s'élèvent à 555,1 millions d'euros au titre du CP1 et 0,5 million d'euros au titre du CP2.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2024, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2025 s'est élevée à 135,04 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse pour 4 fournisseurs, pour un total de - 0,11 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 134,93 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écrêtement à 74,12 %. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (22,7 TWh).

Un arrêté du 29 novembre 2024 a été publié au Journal Officiel de la République Française le 5 décembre modifiant l'accord cadre ARENH. Il rétablit notamment des éléments des annexes de l'arrêté précédent.

Cadre de marché post ARENH

Afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit également le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et, entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €$_{2022}$/MWh et de 110 €$_{2022}$/MWh.

Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni, en Belgique et en Italie pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

Dispositif français : La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement depuis le 1er janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés) doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables), en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

Une mise à jour des règles du mécanisme intervenue en octobre 2023 fournit des cadres pour la résiliation anticipée de contrats d'obligation d'achat et pour la restriction de la participation, à partir de 2025, des capacités utilisant des combustibles fossiles.

Il est à noter que la durée de la dernière année de livraison du mécanisme actuel, 2026, a été modifiée pour permettre la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. Ainsi, l'année de livraison 2026 du mécanisme actuel a été « réduite », et s'étendra du 1er janvier au 31 mars 2026.

Le futur mécanisme de capacité fait l'objet d'une concertation et aurait pour caractéristique principale de centraliser l'achat de la sécurité d'approvisionnement, sous la forme d'acquisition d'engagements de disponibilité, par un acteur unique qui serait RTE. Cette centralisation, accompagnée d'une réduction du nombre d'enchères, devrait permettre une meilleure lisibilité des fondamentaux de ce marché par l'ensemble des acteurs. Ce changement de mécanisme nécessite l'approbation du Parlement français et de la Commission européenne (au titre des aides d'État).

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens observés, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2023	2024	2025
Prix (€/kW)	45,6	27,1	14,7

Pour l'année de livraison 2026, quatre sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril, 6,1 €/kW en septembre, 3,5 €/kW en octobre et 2,5 €/kW en décembre.

Dispositif britannique : le mécanisme, instauré en 2014, repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire du système électrique « National Grid ESO » 4 ans avant l'année de livraison. Les fournisseurs de capacité, qui ont été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison (qui couvre la période du 1er octobre au 30 septembre) par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité et sont passibles de sanction en cas de non-respect de leurs obligations.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe de consommation et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est enregistrée en achats d'énergie sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

Le gouvernement étudie actuellement les options de réforme du marché de la capacité afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité et de soutenir son engagement à fournir un système électrique décarboné d'ici 2035. L'éventuelle évolution des règles devrait s'appliquer à tout nouvel accord de capacité attribuée, mais ne modifierait pas sensiblement les droits et obligations des fournisseurs de capacité au titre des accords existants.

Dispositif italien : le mécanisme de capacité, mis en place en 2019, repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants d'installations de production et de stockage, existantes ou à venir, peuvent participer à ces enchères. Les opérateurs dont les installations sont sélectionnées ont l'obligation de mettre à disposition leurs capacités sur les marchés et sont rémunérés par une prime fixe durant un an pour les capacités existantes et 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

Si le prix de vente sur les marchés est supérieur au prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à TERNA.

Pour 2024, la capacité offerte par Edison (centrales existantes de 2,3 GW) a été entièrement retenue pour un prix annuel de 33 k€/MW pour les centrales existantes.

La prime fixe est reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minorée le cas échéant des reversements à TERNA ou en cas d'indisponibilité de l'installation.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Production - Commercialisation	87 086	108 015
Distribution	18 978	18 046
Services	8 289	7 743
Autres activités	4 337	5 911
dont Trading	*1 908*	*3 666*
CHIFFRE D'AFFAIRES	**118 690**	**139 715**

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de 2024 est en baisse de -15,7 % soit (21,9) milliards d'euros. Cette évolution concerne principalement les secteurs France – Activités de production et commercialisation ((12,3) milliards d'euros, soit -20,4 %), Royaume-Uni ((4,2) milliards d'euros, -19,8 %), Autres métiers ((2,6) milliards d'euros, soit -37,7 %) et Italie ((2,5) milliards d'euros, soit -14,3 %).

En 2024, le chiffre d'affaires lié aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz représente 3 855 millions d'euros (5 330 millions d'euros en 2023). Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. En 2024 comme en 2023, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont **Autres métiers** (gaz), l'**Italie** (électricité) et **Dalkia** (électricité).

Production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du secteur **France - Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de (12,3) milliards d'euros. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix pour les clients en offre de marché atténuée par la hausse de la production nucléaire (+41,3 TWh) et hydraulique (+11,8 TWh).

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires est en baisse organique de (4,2) milliards d'euros, du fait principalement de l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients et ce, malgré une production nucléaire stable par rapport à 2023.

La diminution organique du chiffre d'affaires de l'**Italie** atteint (2,5) milliards d'euros et s'explique essentiellement par une baisse des prix sur le gaz.

Distribution

Cette hausse est portée par l'augmentation du chiffre d'affaires d'Enedis (secteur **France - Activités régulées**) de 746 millions d'euros, en lien principalement avec l'indexation du TURPE 6 (+4,81 % HT au 1er novembre 2024).

Les prestations d'acheminement, incluses dans la ligne « Distribution », sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la ligne « Production - Commercialisation » car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont également incluses dans le poste « charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

Services

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 5 323 millions d'euros, en baisse organique de (379) millions d'euros (-6,6 %) par rapport à 2023. Cette évolution est principalement liée à la baisse du prix du moyen du gaz ainsi qu'aux ventes ponctuelles d'actifs de production en 2023 sans équivalent en 2024.

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 2 270 millions d'euros, en hausse organique de 140 millions d'euros (+7 %) par rapport à 2023 du fait d'une accélération des livraisons de combustible aux USA et en Europe.

Le chiffre d'affaires de **Arabelle Solutions** s'élève à 255 millions d'euros pour les 7 mois depuis son entrée dans le périmètre du groupe EDF depuis le 31 mai 2024.

Autres activités

La diminution organique du chiffre d'affaires du segment **Autres métiers** de (2 618) millions d'euros provient de la baisse de la marge de *trading* à hauteur de (1 758) millions d'euros en raison du recul de la volatilité et des prix de marché des énergies et, des activités gazières pour (851) millions d'euros dans un contexte de baisse des prix de marché de gros du gaz.

5.2 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Achats consommés de combustible – production d'énergie[1]	(17 598)	(21 497)
Achats d'énergie[1]	(27 823)	(51 600)
Charges de transport et d'acheminement	(9 602)	(8 509)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	218	(257)
(Dotations)/reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	588	874
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(54 217)**	**(80 989)**

(1) Incluent en 2024, en lien avec les opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, 126 millions d'euros dans les achats consommés de combustibles et 6 636 millions d'euros dans les achats d'énergie (respectivement 1 867 et 26 792 millions d'euros en 2023). En 2024, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont la France - Activités de production et commercialisation (gaz et électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus - gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2023, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, gaz, et matières fossiles, et en proportion peu significative charbon et fioul), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

La ligne « Achats d'énergie » intègre les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie diminuent de 27,1 milliards d'euros par rapport à 2023, principalement sur les secteurs **France - Activités de production et de commercialisation** pour 17,2 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité), **Royaume-Uni** pour 3,6 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz et d'électricité) et **Italie** pour 2,4 milliards d'euros (principalement des achats de gaz). En France, la diminution des achats d'électricité s'explique principalement par la baisse des prix de marché, et dans une moindre mesure par un effet volume lié à une meilleure disponibilité du parc de production.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Rémunérations	(11 140)	(10 428)
Charges de sécurité sociale	(2 606)	(2 247)
Intéressement et participation	(500)	(386)
Autres contributions liées au personnel	(389)	(365)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(263)	(222)
Avantages à court terme	**(14 898)**	**(13 648)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 335)	(1 258)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(506)	(423)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 841)**	**(1 681)**
Autres avantages à long terme	(154)	(120)
Indemnités de fin de contrat	(23)	(21)
Autres charges de personnel	**(177)**	**(141)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(16 916)**	**(15 470)**

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +7,6 % par rapport à 2023. L'augmentation des rémunérations est notamment liée aux effets de mesures salariales mises en place dans les différentes entités du Groupe en lien avec le contexte inflationniste et la hausse des effectifs moyens par rapport à 2023 (+5,8 %).

Les effectifs moyens sont les suivants :

(en équivalent temps plein)	2024	2023
Statut IEG	98 549	96 093
Autres	83 301	75 769
EFFECTIFS MOYENS	**181 850**	**171 862**

5.4 Impôts et taxes

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts et taxes sur rémunérations	(375)	(347)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 589)	(1 556)
Autres impôts et taxes	(2 178)	(2 161)
IMPÔTS ET TAXES	**(4 142)**	**(4 064)**

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes augmentent de (68) millions d'euros, soit +1,7 % principalement sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour (141) millions d'euros (hausse des taxes locales), et le secteur **Royaume-Uni** pour (91) millions d'euros dus à la taxe sur les revenus de la réglementation *Electricity Generator Levy* qui atteint (491) millions d'euros en 2024 contre (400) millions d'euros en 2023. Ces augmentations sont compensées par une baisse des impôts et taxes sur le secteur **Autre international** pour 172 millions d'euros suite à l'absence de prorogation de la CRI en 2024 en **Belgique** ((146) millions d'euros en 2023 comptabilisée en « Autres impôts et taxes »).

Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'**Union européenne** a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergie pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois, par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État, l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1er décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, certains États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

S'agissant du **groupe EDF**, sont notamment concernées par ces prélèvements les activités en France et au Royaume-Uni, la mesure n'ayant pas été reconduite en 2024 en Belgique.

En **France,** le dispositif a été prorogé pour la période comprise entre le 1er janvier 2024 et le 31 décembre 2024 par l'article 80 de la loi de finances pour 2024 avec des amendements sur les seuils de déclenchement et les modalités de calcul. Ce dispositif, prévoit désormais une taxation à hauteur de 50 % (contre 90 % sur les périodes précédentes) des revenus, avec le maintien de la possibilité de reporter en avant une quote-part des déficits éventuellement dégagés au titre d'une période sur les périodes ultérieures.

Par conséquent, au sein du groupe EDF en **France,** sont concernées par la CRI, EDF SA (aucune taxation au titre de 2024 en raison du report des déficits des périodes précédentes) ainsi que les entités françaises de Dalkia (0,1 million en 2024 et 9 millions d'euros en 2023) et EDF Renouvelables (9 millions d'euros 2024 et 12 millions d'euros en 2023) au titre de la production d'énergie renouvelable ou à partir de cogénération.

Le **Royaume-Uni** a mis en place depuis le 1er janvier 2023 une taxation à hauteur de 45 % des revenus de la production d'électricité excédant 75£/MWh (*Electricity Generator Levy*). Depuis le 1er avril 2024, ce seuil a été réévalué à 77,95£/MWh. Cette taxe est due par les producteurs d'électricité d'origine charbon, renouvelable et nucléaire, mais exclut les centrales à gaz. Il est prévu que le mécanisme s'applique jusqu'au 30 mars 2028. Ce dispositif génère une charge de 491 millions d'euros en 2024 pour EDF Energy (400 millions d'euros en 2023).

5.5 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Subventions d'exploitation (dont CSPE)	5.5.1	7 127	14 493
Résultat de déconsolidation	5.5.2	470	55
Résultat de cession d'immobilisations	5.5.2	(201)	(228)
Dépréciations/reprises nettes aux provisions sur actifs courants	5.5.3	(164)	(702)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation[1]		(492)	(77)
Autres produits et charges	5.5.4	(2 834)	(2 313)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		**3 906**	**11 228**

(1) Voir notes 15.1.1.1, 17.1 et 17.2

5.5.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2024 qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 861 millions d'euros en 2024 (14 126 millions d'euros en 2023) et qui se détaille comme suit :

- un produit de 3 018 millions d'euros (contre une charge de 2 193 millions d'euros au 31 décembre 2023) au titre de la compensation relative aux obligations d'achat. En effet, au cours de l'année 2023, les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont été négatives du fait du niveau très élevé des prix de marché qui étaient devenus supérieurs au prix de soutien garanti par l'État ;
- un produit destiné à couvrir les pertes de recettes liées aux dispositifs d'aide aux clients finals pour 1 562 millions d'euros (contre 13 992 millions d'euros en 2023). Le dispositif du bouclier tarifaire électricité, qui a pris fin le 31 janvier 2024, est compensé à hauteur de 1 730 millions d'euros, minoré par une charge à payer au titre de l'amortisseur d'électricité à hauteur de (168) millions d'euros. Le dispositif du bouclier tarifaire gaz ayant pris fin en juillet 2023, aucune subvention n'a été comptabilisée concernant ce dernier au 31 décembre 2024 ;
- un produit de 2 281 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités.

La contrepartie du produit de CSPE au 31 décembre 2024 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 13.4).

Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) (France)

Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la Loi de Finances rectificative 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis le 1er janvier 2021 compensées d'une part via le budget général de l'État et d'autre part, depuis la loi de finances initiale 2024, par les compléments de prix ARENH.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2024 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2024 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté d'un montant de 4,9 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, les charges liées à la protection du pouvoir d'achat des consommateurs pour l'électricité (voir note 5.1.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (Énergies Renouvelables) cogénération essentiellement ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en février 2024, d'un rabot de 0,2 milliard d'euros pour s'établir à 4,7 milliards d'euros.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), intitulée également sur les factures clients « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE)), sont reversées directement au budget général. L'accise sur l'électricité est collectée par les fournisseurs d'électricité directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou directement perçue auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de l'accise est fixé à 32 €/MWh pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également un tarif particulier, des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises. Toutefois, la conservation de mesures de protection du pouvoir d'achat pour l'électricité a eu pour effet d'appliquer un taux de 21 €/MWh pour les particuliers éligibles au taux plein à compter du 1er février 2024.

Conformément au décret n°2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie et aux dispositions de la loi de finances 2024, la CRE a publié en 2024, deux délibérations. La première n°2024-139 du 11 juillet 2024 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2025, la re-prévision des charges au titre de 2024, ainsi que l'évaluation des charges constatées au titre de 2023. La seconde n°2024-216 du 5 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2024 et en 2025 pour le bouclier tarifaire et les amortisseurs.

5.5.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent en 2024 les plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 505 millions d'euros (48 millions d'euros en 2023).

Concernant la société Sizewell C (Holding) Ltd, l'impact de la sortie de périmètre est présenté en « Autres produits et charges d'exploitation » pour (63) millions d'euros (voir notes 3.1.3 et 7).

5.5.3 Dépréciations et reprises nettes des actifs courants

Les dépréciations et reprises nettes des actifs courants intègrent principalement en 2024 des dépréciations de créances clients au Royaume-Uni et en France. En 2023, une dépréciation du stock de charbon de la centrale de Cordemais avait été comptabilisée pour 230 millions d'euros.

5.5.4 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les charges liées à l'obtention des certificats d'économies d'énergie (CEE), les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France. Il vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. À l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue sous forme de prime négative. Dans certains cas, un plafonnement de la prime négative s'appliquait. L'article 230 de la loi de finances 2023 a supprimé rétroactivement ce plafonnement à compter du 1er janvier 2022.

Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré le déplafonnement des avoirs des contrats de complément de rémunération bénéficiant aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables, mais a différé l'effet de cette censure au 31 décembre 2025 au plus tard.

Ce potentiel remboursement serait compensé via le mécanisme CSPE.

Les autres produits et charges comprennent également, les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés au 31 décembre 2024 :

- des charges à hauteur de 72 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 21 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 45 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 6 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 36 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessous.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de Sûreté Nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n°1 le 22 février 2020 et du réacteur n°2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans pour l'essentiel (hors démantèlement) suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 13.6) ;

  Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;
- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) puis en « Réacteur Sans Combustible » (RSC) jusqu'à la prise d'effet du décret de démantèlement attendue pour 2026.

CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale puis, depuis 2018, quadriennale.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et des achats de certificats sur le marché secondaire.

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués peuvent être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des CEE délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

MÉCANISME RÈGLEMENTAIRE EN FRANCE

La 5e période des CEE (2022-2025) a débuté le 1er janvier 2022. Le décret n°2021-712 a renforcé l'efficience du dispositif (forte baisse des bonifications, calculs plus proches des économies réelles…), ainsi que les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité de 15 €/MWhc initialement à 20 €/MWhc).

Cependant, afin de renforcer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a augmenté les obligations CEE de la 5e période à compter du 1er janvier 2023, soit dix mois seulement après le début de la 5e période, selon les modalités suivantes :

- obligation Classique : 1 970 TWhc versus 1 770 TWhc initialement, avec +200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc versus 730 TWhc initialement, avec +400 TWhc sur 2023- 2025.

Il est à noter que les évolutions réglementaires en cours de période obligent les acteurs à s'adapter.

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IFRS 9. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période. Le Groupe présente ces éléments au niveau de la ligne de son compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation.

(en millions d'euros)	2024	2023
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING	**443**	**363**

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* s'élèvent à 443 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 363 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (4 834) millions d'euros au 31 décembre 2024. Ils comprennent principalement :

- des dotations complémentaires liées aux provisions pour gestion des combustibles usés en France pour (3 301) millions d'euros (voir note 15.1) ;
- une dotation complémentaire de (775) millions d'euros au titre de la provision Cigéo en France (voir note 15.1)
- une dotation complémentaire de (587) millions d'euros dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI (voir note 21.3) ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (143) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- l'impact de la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd. pour (63) millions (voir note 3.1.3).

En 2023, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (2 944) millions d'euros. Ils comprenaient principalement :

- une dotation complémentaire exceptionnelle aux provisions pour gestion des combustibles usés à hauteur de (1 073) millions d'euros au titre de l'accord signé en septembre 2023 avec Orano Recyclage sur les principes relatifs aux futurs avenants 2024-2026 (voir note 15.1.1.1) ;
- une dotation aux provisions pour litiges environnementaux sur Edison pour un montant de (525) millions d'euros ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (499) millions d'euros ;
- une dotation aux provisions de (345) millions d'euros à la suite de l'accord définitif signé entre ENGIE et le gouvernement belge sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires le 13 décembre 2023 ;
- le coût des services passés résultant de la modification du régime dans le cadre de la réforme des retraites en France pour (338) millions d'euros ;
- une dotation aux provisions liée aux surcoûts au titre de l'ingénierie de Hinkley Point C à rembourser à CGN pour un montant de (162) millions d'euros au titre d'un accord spécifique ;
- un produit de 92 millions au titre du plafonnement des pensions au Royaume-Uni.

Note 8 Résultat financier

8.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Charges d'intérêts sur opérations de financement[1]	(3 984)	(3 924)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(23)	17
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(14)	(34)
Résultat net de change sur endettement	(73)	111
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(4 094)**	**(3 830)**

(1) Comprennent en 2024 les intérêts relatifs à la dette liée à l'obligation locative pour (131) millions d'euros ((100) millions d'euros en 2023).

Les charges d'intérêts sur opérations de financement sont stables, l'effet de la réduction de la dette brute étant compensée par une légère hausse des taux moyens constatés sur l'année.

8.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions nucléaires, pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs, ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2024	2023
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme[1]	(1 227)	(1 337)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs[2]	(1 848)	(2 603)
Autres provisions et avances	(115)	(48)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(3 190)**	**(3 988)**

(1) Voir note 16.1.2.

(2) Y compris l'effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 18.1.3).

La diminution de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi en 2024 s'explique par la baisse du taux d'actualisation réel applicable au 1er janvier 2024 (en France : 3,4 % au 1er janvier 2024 contre 3,9 % au 1er janvier 2023).

La baisse des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en 2024 résulte principalement d'un effet taux à hauteur de 487 millions d'euros, en lien avec la hausse du taux réel de 0,1 % en France en 2024 (2,6 % en 2024 et 2,5 % en 2023, voir note 15.1), ainsi que de l'impact de la mise aux conditions économiques réalisée en décembre 2023 pour prendre en compte la forte hausse du taux d'inflation sans équivalent en 2024, pour 396 millions d'euros.

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	351	293
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	148	374
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	978	760
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	3 280	2 058
Autres charges financières	(327)	(403)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(61)	(143)
Produits sur les actifs de couverture	668	708
Intérêts d'emprunts capitalisés	1 315	822
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**6 352**	**4 469**

Les « produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2024 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 1 216 millions d'euros (877 millions d'euros en 2023) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de (237) millions d'euros (dont (156) millions d'euros sur les actifs dédiés) contre (118) millions en 2023 (dont (101) millions d'euros sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2024 des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 3 280 millions d'euros (2 058 millions d'euros en 2023) dans un contexte de marchés qui restent volatils. Cette variation concerne la juste valeur des actifs dédiés à hauteur de 2 998 millions d'euros (2 220 millions d'euros en 2023).

Note 9 Impôts sur les résultats

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IFRS 9, le Groupe considère que les rémunérations versées aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée répondent à la définition de « dividendes » selon cette norme. En conséquence, conformément aux dispositions de la norme IAS 12, les effets d'impôts liés à de telles distributions, de la même manière que ceux liés aux versements de dividendes, sont comptabilisés en résultat de la période.

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scenarios envisagés. Les actifs et passifs d'impôts liés à un traitement fiscal incertain sont présentés au sein des rubriques d'impôts différés.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminée en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales à l'exception des cas spécifiques visés par la norme IAS 12 pour lesquels aucun impôt différé n'est à constater.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des titres de dettes ou de capitaux propres.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

Dispositif dit « Pilier 2 »

Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition à l'impôt sur les sociétés et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé en 2021 au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum de 15 % (dispositif dit « Pilier 2 »).

Après l'adoption de la directive Pilier 2 par l'Union européenne le 15 décembre 2022, l'OCDE a publié, le 20 décembre, des mesures de simplification qui s'appliqueront uniquement aux exercices ouverts jusqu'au 31 décembre 2026 (soit, en pratique aux exercices 2024 à 2026 s'agissant du Groupe). Pendant cette période, et sous réserve de respecter certaines conditions à la maille d'une juridiction d'implantation, les groupes seront dispensés de calculer un impôt complémentaire selon les règles de Pilier 2. La loi de finances pour 2024 a transposé ces nouvelles règles dans la législation française avec une première application sur l'exercice 2024 et une déclaration à déposer en juin 2026.

En 2024, le Groupe a finalisé ses travaux d'évaluation du dispositif Pilier 2 et a conclu à l'absence d'impact significatif du dispositif (inférieur à 5 millions d'euros) dans les comptes consolidés.

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de produit / (charge) d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts courants	(2 918)	(3 887)
Impôts différés	(1 969)	1 417
TOTAL	**(4 887)**	**(2 470)**

En 2024, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 851) millions d'euros et des filiales étrangères pour (1 067) millions d'euros (respectivement (2 167) millions d'euros et (1 720) millions d'euros en 2023).

9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2024	2023
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**17 395**	**9 825**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	25,82 %
Charge théorique d'impôt	**(4 491)**	**(2 537)**
Différences de taux d'imposition[1]	(1)	(61)
Différences permanentes[2]	(374)	(1 188)
Impôts sans base[3]	157	253
Actifs d'impôts différés non reconnus[4]	(178)	1 062
Autres	-	1
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**(4 887)**	**(2 470)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**28,09 %**	**25,13 %**

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (4 887) millions d'euros au 31 décembre 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 % (contre une charge de 2 470 millions d'euros en 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13 %).

La variation de (2 417) millions d'euros par rapport à 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 7 570 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt théorique supplémentaire de (1 955) millions d'euros.

La variation de la charge d'impôt de 2024 est également affectée par la dépréciation d'impôts différés actifs aux États-Unis, alors que le Groupe avait, à l'inverse, reconnu en 2023 un actif d'impôt différé au titre de l'intégralité du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %). L'exercice 2023 avait de plus été marqué par l'effet défavorable de pertes de valeur au Royaume-Uni, dont une quote-part significative était fiscalement non déductible, sans équivalent en 2024.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, certaines provisions nucléaires et les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 26,48 % au 31 décembre 2024 contre un taux de 20,6 % au 31 décembre 2023.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2024 :
  - [2] Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur fiscalement non déductibles pour (122) millions d'euros, de la perte du contrôle de la société Sizewell C (Holding) Limited, pour (63) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy* pour (123) millions d'euros. Cette taxe de 45 % s'applique aux recettes exceptionnelles des producteurs d'électricité,
  - [3] L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, pour 150 millions d'euros,
  - [4] Les impacts défavorables des dépréciations d'actifs d'impôts différés aux États-Unis, pour 183 millions d'euros en raison des contextes politique et économique affectant de manière négative les projets éoliens offshore notamment.
- pour 2023 :
  - [1] L'impact défavorable des différences de taux d'imposition en Italie, où le taux d'imposition normatif applicable en 2023 est de 27,9 %, pour (62) millions d'euros,
  - [2] Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur pour (1 020) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy*, pour (100) millions d'euros.
  - [3] L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 164 millions d'euros,
  - [4] Les impacts favorables de la reconnaissance et reprise de dépréciation des actifs d'impôts différés du groupe fiscal en France, pour 938 millions d'euros (dont 1 060 millions d'euros relatifs au déficit généré en 2022), et aux États-Unis, pour 182 millions d'euros.

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts différés actifs	7 403	8 696
Impôts différés passifs	(978)	(1 533)
Impôts différés nets au 1er janvier	**6 425**	**7 163**
Variation en résultat net	(1 969)	1 417
Variation en capitaux propres	(978)	(2 040)
Écarts de conversion	30	(28)
Mouvements de périmètre	(26)	(78)
Autres mouvements	1	(9)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**3 483**	**6 425**
dont impôts différés actifs	*4 553*	*7 403*
dont impôts différés passifs	*(1 070)*	*(978)*

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2024 est liée à hauteur de (12) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (+199 millions d'euros sur l'exercice 2023), à hauteur de (641) millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures (+2 216 millions d'euros sur l'exercice 2023), à hauteur de (150) millions d'euros à des effets change sur instruments dérivés ((66) millions d'euros sur l'exercice 2023) ainsi qu'à hauteur de (139) millions d'euros aux variations de juste valeur des titres obligataires (+247 millions d'euros sur l'exercice 2023).

9.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Impôts différés :		
Immobilisations et droits d'utilisation	(5 721)	(5 114)
Provisions pour avantages du personnel	4 190	3 938
Autres provisions et pertes de valeur	269	216
Instruments financiers	(367)	509
Déficits reportables et crédits d'impôts restants à utiliser	6 765	7 915
Dette liée à l'obligation locative	774	838
Autres	453	544
Impôts différés actifs et passifs	**6 363**	**8 846**
Impôts différés actifs non reconnus	(2 880)	(2 421)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**3 483**	**6 425**

Au 31 décembre 2024, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 880 millions d'euros (2 421 millions d'euros au 31 décembre 2023) et se situent principalement en France, en Italie et aux États-Unis.

En France, la non-reconnaissance de cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 1 956 millions d'euros (1 709 millions d'euros au 31 décembre 2023) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans.

En Italie, l'économie d'impôt potentielle à hauteur de 311 millions d'euros (308 millions d'euros en 2023) est liée à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans (les impôts différés actifs sont intégralement reconnus pour ceux qui se retournent avant 10 ans et reconnus à hauteur des impôts différés passifs concomitants pour ceux qui se retournent au-delà).

Aux États-Unis, les impôts différés actifs non reconnus à hauteur de 491 millions d'euros (287 millions d'euros en 2023) sont principalement liés à des déficits dont l'expiration se situe entre 2029 et 2037 (s'agissant de déficits générés avant le 31 décembre 2017 et de moins-values à long terme), ou à un horizon illimité (s'agissant de déficits générés après 2017), et à des crédits d'impôt dont l'expiration se situe entre 2025 et 2042.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 6 151 millions d'euros (7 538 millions d'euros en 2023) et se situent principalement en France pour 4 824 millions d'euros (6 190 millions d'euros en 2023), aux États-Unis pour 231 millions d'euros (561 millions d'euros en 2023) et au Royaume-Uni pour 721 millions d'euros (475 millions d'euros en 2023).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 4 733 millions d'euros reconnu au titre du déficit réalisé par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %) en 2022 et non encore totalement consommé.

Selon les projections de résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France, il est probable que l'impôt différé actif brut de 4 733 millions d'euros soit recouvré sur un horizon inférieur à 10 ans. Ces projections tiennent compte du budget 2025 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'administration et de la trajectoire financière interne au Groupe.

Au Royaume-Uni, les déficits reportables et crédit d'impôts ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales, qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

De même, s'agissant des États-Unis, une quote-part des déficits et crédits d'impôt existants demeure activée en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

Note 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés hors concession de distribution publique d'électricité en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Goodwill	10.1	7 108	7 895
Autres actifs incorporels	10.2	12 567	11 300
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	108 100	100 587
dont actifs au titre du droit d'utilisation	*10.4*	*4 302*	*4 173*
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 616	6 544
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		**134 391**	**126 326**

n.a. : non applicable

10.1 Goodwill

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

DÉTERMINATION DES GOODWILL

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants ;
  - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
  - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
  - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle, et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

EVALUATION ET PRÉSENTATION DES GOODWILL

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « (Pertes de valeur) / reprises » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 10.7.

Les variations des goodwill sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2024	31/12/2023
Valeur nette comptable à l'ouverture		7 895	9 513
Acquisitions		594	43
Cessions		(1 417)	(24)
Pertes de valeur	10.7	(151)	(1 779)
Écarts de conversion		212	134
Autres mouvements		(25)	8
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE		**7 108**	**7 895**
Valeur brute à la clôture		11 359	11 832
Cumul des pertes de valeur à la clôture		(4 251)	(3 937)

Au 31 décembre 2024, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 3 596 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 511 millions d'euros.

La variation en valeur nette est essentiellement liée à :

- l'acquisition du sous-groupe Arabelle Solutions qui a conduit à la constatation d'un goodwill provisoire de 513 millions d'euros (voir note 3.1.2) ;
- la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd pour (1 417) millions d'euros (voir note 3.1.3).

Sur l'exercice, une perte de valeur sur le goodwill au Royaume-Uni pour (108) millions d'euros a été constatée (voir note 10.7).

La variation des écarts de conversion pour 212 millions d'euros relève de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

10.2 Autres actifs incorporels

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

GÉNÉRALITÉS

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité, y compris les contrats SaaS *(Software as a Service)* qui, par exception, ne seraient pas considérés comme des contrats de prestations de services et comptabilisés en charges. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de développement remplissant les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions entrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 10.5) ;
- de la technologie acquise liée aux activités de Framatome et d'Arabelle Solutions ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité ;
- des coûts incrémentaux d'obtention ou de renouvellement des contrats clients, amortis sur la durée moyenne des contrats clients ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale.

ACTIFS LIÉS À LA RÉGLEMENTATION ENVIRONNEMENTALE

Ils comprennent les certificats d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 20.1.1 et 20.1.2).

Certificats d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Le Royaume-Uni a mis en place un SEQE au niveau national (UK ETS) qui s'applique depuis le 1er janvier 2021.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ces réglementations sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia et Luminus.

Le traitement comptable des certificats d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les certificats détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les certificats détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en « Autres immobilisations incorporelles » :
  - à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché,
  - pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

A chaque clôture, une provision est constatée à hauteur du montant des émissions de l'exercice (voir note 17.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des certificats acquis à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

À la date d'arrêté, les certificats détenus et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de certificats d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de certificats à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation est effectué sur cet excédent et une déprécation est constatée si sa valeur nette comptable excède sa valeur de marché.

Certificats d'énergie renouvelable (certificats verts)

En application de la directive européenne n°2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (dispositif en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (dispositif en vigueur au Royaume-Uni (« Renewable Obligation Certificates ») et en Belgique (« Certificats verts »)).

Dans cette deuxième situation, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant :

- les certificats obtenus sur la base de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « certificats d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts » ;
- une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle), de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés au prix de marché, et le cas échéant du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats (voir note 17.2).

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre[1]	Autres mouvements	31/12/2024
Logiciels	7 964	916	(192)	52	-	17	8 757
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Certificats d'émission de gaz à effet de serre - Certificats verts	1 008	2 172	(2 196)	16	-	2	1 002
Autres immobilisations incorporelles	8 829	753	(37)	30	412	(212)	9 775
Immobilisations incorporelles en cours[2]	2 600	1 072	(41)	2	7	(37)	3 603
Valeurs brutes	**20 905**	**4 913**	**(2 466)**	**100**	**419**	**(230)**	**23 641**
Logiciels	(5 249)	(851)	187	(47)	-	19	(5 941)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(291)	(25)	-	-	-	-	(316)
Autres immobilisations incorporelles	(4 065)	(946)	33	(24)	-	185	(4 817)
Amortissements et pertes de valeur	**(9 605)**	**(1 822)**	**220**	**(71)**	**-**	**204**	**(11 074)**
VALEURS NETTES	**11 300**	**3 091**	**(2 246)**	**29**	**419**	**(26)**	**12 567**

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement l'entrée de périmètre d'Arabelle Solutions (voir note 3.1.2).

(2) Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2024 comprennent principalement les études relatives à EPR 2 pour 2 481 millions d'euros y compris 204 millions d'euros d'intérêts intercalaires (respectivement 1 651 millions d'euros et 161 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La valeur nette des autres immobilisations incorporelles comprennent au 31 décembre 2024 :

- la cartographie Enedis pour 547 millions d'euros (500 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour un montant de 1 047 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour un montant de 1 691 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome pour un montant de 873 millions d'euros.

Sur l'exercice 2024, une dépréciation des actifs liés à NUWARD (*Small modular reactors*) a été comptabilisée pour un montant de (228) millions d'euros (voir note 10.7.2).

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau pressurisée qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et dont la technologie intègre le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

Le développement de la conception de ce réacteur est porté par EDF, les principales options de sûretés associées ont été validées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire en 2019.

Ce réacteur présenterait des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le palier N4, modèle de réacteur actuellement en service le plus puissant hors Flamanville 3), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité. Il confirmera ainsi la montée en puissance engagée avec l'EPR de Flamanville 3 dont le premier couplage au réseau a été réalisé le 21 décembre 2024 et dont la mise en service est prévue en 2025.

Le 10 février 2022, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR 2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR 2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035-2040 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR 2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. EDF envisage de construire trois paires d'EPR 2, dans cet ordre, sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes) (voir communiqué de presse de la Présidence de la République du 19 juillet 2023).

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement (FID) du programme EPR 2, le Conseil d'administration du 15 février 2024 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement en engageant un montant supplémentaire d'environ 1,2 milliard d'euros jusqu'à fin 2024, portant ainsi, en cumulé, le budget de développement du programme EPR 2 à 3 042 millions d'euros.

L'année 2024 a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR 2 : une revue de maturité technique en juillet qui valide le franchissement du jalon de passage en « *detailed design* » pour les bâtiments nucléaires, le feu vert pour le lancement des fabrications des composants primaires (maturité technique atteinte et levée officielle de points d'arrêts de l'ASN), la publication au Journal officiel le 6 juillet du décret d'approbation de la convention d'utilisation du domaine maritime de Penly permettant le démarrage des travaux préparatoires sur le site en juillet 2024. Les projets de Gravelines et de Bugey se préparent activement. Le débat public de Gravelines s'est tenu du 17 septembre 2024 au 17 janvier 2025. La CNDP (Commission Nationale du Débat Public) a été saisie pour le projet de Bugey et a décidé également l'organisation d'un débat qui se tiendra au premier semestre 2025. Les travaux sur le plan de compétitivité, la revue de maturité technique, le financement, la régulation de l'actif et la consolidation du Programme se poursuivent, via des partages réguliers avec l'État français dont la DINN (Délégation Interministérielle du Nouveau Nucléaire), dans le cadre d'une trajectoire vers la décision finale d'investissement. Une revue diligentée par l'État interviendrait en 2025.

Au 31 décembre 2024, le projet EPR 2 se compose de 2 481 millions d'euros d'immobilisations incorporelles et 381 millions d'euros d'immobilisations corporelles.

Le budget 2025 du Groupe qui a été approuvé le 18 décembre 2024 prévoit d'engager une dépense de 1,1 milliard d'euros sur l'année 2025 au titre du Programme NNF (Nouveau Nucléaire France). Le Conseil d'administration du 5 février 2025 a pris note de l'avis exprimé par son Comité d'Engagement réuni le 27 janvier 2025 qui considère comme approprié ce niveau de dépenses centré sur les travaux nécessaires à une décision finale d'investissement fin 2026 et les priorités associées du programme (maturité du design et avancement des activités de *licensing* et de *permitting*, modalités de financement…).

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « *Small modular reactors* »)

La phase de *basic design* (ou Avant-Projet Détaillé) s'est poursuivie au premier semestre 2024. Durant cette période, la conception et le positionnement marché ont pu être approfondis. Les enseignements obtenus ont conduit à prendre une nouvelle orientation stratégique consistant à développer une nouvelle conception reposant sur des briques technologiques éprouvées.

Cette orientation s'appuiera sur les enseignements techniques, industriels et commerciaux accumulés par NUWARD ainsi que sur l'expérience du Groupe dans le nucléaire et la technologie à eau sous pression (REP).

Compte tenu de ces éléments, le Groupe a déprécié au 31 décembre 2024 les montants immobilisés à date au titre de ce projet pour un montant net de subventions de (228) millions d'euros (voir note 10.7). Sur l'exercice 2024, les dépenses relatives au projet s'élèvent à 90 millions d'euros.

Le groupe EDF poursuit sa stratégie d'offrir un SMR de génération 3, avec sa filiale NUWARD, pour accompagner la transition énergétique et les besoins des industriels en Europe et à l'international.

Le 26 avril 2024, la Commission européenne a autorisé une aide d'État française pour soutenir NUWARD dans la recherche et le développement de petits réacteurs nucléaires modulaires dont 75 millions d'euros ont été reçus sur le premier semestre 2024. Ces subventions sont comptabilisées en autres débiteurs (voir note 13.6.5).

10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt » ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 15) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

MODE ET DURÉE D'AMORTISSEMENT

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée, qui lui est propre.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

• installations de production nucléaire	40 à 50 ans
• installations éoliennes et photovoltaïques	20 à 25 ans
• centrales thermiques à flamme (principalement CCGT - cycles combinés gaz)	25 à 45 ans
• installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 60 ans
• autres installations générales	10 à 20 ans

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.3.4.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1er janvier 2016) et 1 300 MW (depuis le 1er janvier 2021). Elle est de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions d'allongement de la durée d'amortissement ne sont pas, à ce jour, réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035 soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes du Groupe. Cette hypothèse est conservée au 31 décembre 2024 dans l'attente de l'adoption de la prochaine PPE qui pourrait intervenir en 2025 dans le cadre du processus en cours de révision de la Stratégie Française Énergie Climat.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Pour mémoire, dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026 depuis l'arrêté des comptes du 31 décembre 2021.

En septembre 2024, les conditions technico-économiques de réalisation du projet de reconversion à la biomasse de la centrale thermique de Cordemais n'étant pas réunies, EDF a annoncé envisager d'arrêter la production électrique de la centrale thermique de Cordemais en 2027. Ce projet est soumis à la consultation des instances représentatives du personnel.

Les valeurs nettes des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	14 561	84	405	(99)	44	139	20	15 154
Installations production nucléaire	82 796	15	5 163	(2 042)	477	-	(34)	86 375
Installations productions thermique et hydraulique	17 878	65	617	(1 972)	50	10	13	16 661
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	25 955	251	2 986	(564)	142	(966)	297	28 101
Actif au titre du droit d'utilisation[1]	7 157	846	-	-	54	(58)	(15)	7 984
Immobilisations en cours	58 041	17 959	(9 171)	(247)	1 521	(3 707)	304	64 700
Valeurs brutes	**206 388**	**19 220**	**-**	**(4 924)**	**2 288**	**(4 582)**	**585**	**218 975**
Terrains et constructions	(8 768)	(406)	-	80	(25)	(1)	(5)	(9 125)
Installations production nucléaire	(56 818)	(3 900)	-	1 945	(328)	-	(158)	(59 259)
Installations productions thermique et hydraulique	(13 007)	(495)	-	1 956	(43)	-	(290)	(11 879)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(12 918)	(1 677)	-	550	(121)	70	731	(13 365)
Actif au titre du droit d'utilisation[1]	(2 984)	(804)	-	-	(14)	6	114	(3 682)
Immobilisations en cours	(11 306)	(1 173)	-	14	(570)	(11)	(519)	(13 565)
Amortissements et pertes de valeur	**(105 801)**	**(8 455)**	**-**	**4 545**	**(1 101)**	**64**	**(127)**	**(110 875)**
VALEURS NETTES	**100 587**	**10 765**	**-**	**(379)**	**1 187**	**(4 518)**	**458**	**108 100**
dont immobilisations en service	*53 852*	*(6 021)*	*9 171*	*(146)*	*236*	*(800)*	*673*	*56 965*
dont immobilisations en cours	*46 735*	*16 786*	*(9 171)*	*(233)*	*951*	*(3 718)*	*(215)*	*51 135*

(1) Voir note 10.4.

Sur l'exercice, la variation en valeur nette des immobilisations corporelles s'élève à 7 513 millions d'euros, elle est liée pour 4 400 millions d'euros aux immobilisations en cours et 3 113 millions d'euros sur les immobilisations en service.

Immobilisations en cours

Au 31 décembre 2024, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours s'élève à 51 135 millions d'euros et inclut notamment :

- les immobilisations liées au projet de réacteur nucléaire à Hinkley Point C au Royaume-Uni pour 21 190 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 704 millions d'euros (respectivement 15 723 millions d'euros et 1 682 millions d'euros au 31 décembre 2023). Le montant des immobilisations intègre les pertes de valeur comptabilisées sur le projet pour un montant cumulé de (13 405) millions d'euros au 31 décembre 2024 ((11 172) millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- les immobilisations liées au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 878 millions d'euros incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (respectivement 15 485 millions d'euros et 3 471 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;

Sur l'exercice 2024, l'augmentation en valeur brute de 6 659 millions d'euros s'explique pour :

- 4 496 millions d'euros sur les grands projets au Royaume-Uni dont 6 131 millions d'euros pour Hinkley Point C et (1 635) millions d'euros pour Sizewell C (dont les investissements de la période pour 2 112 millions d'euros en « augmentations » et les effets de la sortie de périmètre pour (3 747) millions d'euros en « mouvements de périmètre », voir note 3.1.3) ;
- 6 038 millions d'euros en France dont 2 931 millions d'euros liés aux révisions majeures effectuées dans le cadre du programme Grand Carénage et 393 millions d'euros pour l'EPR de Flamanville 3 ;
- 1 877 millions d'euros relatifs à EDF Renouvelables sur divers projets solaires et éoliens ;
- 1 521 millions d'euros d'écarts de conversion principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- (9 171) millions d'euros de mises en service sur la période qui concernent la France pour (5 651) millions d'euros en lien essentiellement avec les tranches de production nucléaire, EDF Renouvelables pour (2 122) millions d'euros de projets solaires et éoliens *offshore* et l'Italie pour (621) millions d'euros principalement en lien avec des installations de production thermiques et hydrauliques.

Immobilisations corporelles en service

Au 31 décembre 2024, la valeur brute des immobilisations corporelles en service s'élève à 154 275 millions d'euros. L'augmentation de 5 928 millions d'euros sur l'année s'explique par :

- 9 171 millions d'euros en lien avec les mises en service de la période ;
- (4 677) millions d'euros de diminution dont (2 278) millions d'euros en France, en lien principalement avec les révisions majeures effectuées notamment dans le cadre du programme Grand Carénage et des visites périodiques, et (2 134) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- (875) millions d'euros de mouvements de périmètre essentiellement sur EDF Renouvelables liés aux cessions des parcs solaires Fox Squirrel et Desert Quarritz aux États-Unis pour (1 333) millions d'euros ;
- 767 millions d'écarts de conversion principalement en lien avec l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage »

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD 4 900 et 1 300 et le lancement de la phase Études de la VD 5 900, pour un montant d'investissements sur cette période réestimé à 36,1 milliards en euros courants, soit 32,0 milliards d'euros$_{2021}$. En 2024, le montant total des investissements s'élève à 5,2 milliards d'euros. Ces montants incluent le coût des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte estimé à 1,3 milliard d'euros courants (1,2 milliard d'euros$_{2021}$) sur la période 2022-2025.

Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, un phénomène de corrosion sous contrainte a été identifié sur des portions de tuyauteries des circuits auxiliaires au circuit primaire principal du réacteur. EDF a aussitôt engagé la réalisation de contrôles et d'expertises sur les 4 paliers de réacteurs, qui composent le parc nucléaire français (900 MW, 1 300 MW-P4, 1 300 MW-P'4 et N4).

Les examens réalisés en 2022 ont permis de définir une première caractérisation de la sensibilité à la corrosion sous contrainte des 56 réacteurs du parc nucléaire et le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la corrosion sous contrainte s'est terminé au 1er trimestre 2024.

Les contrôles prévus ont été réalisés en totalité et ont confirmé le classement de sensibilité des réacteurs et le risque spécifique lié aux soudures réparées. Les contrôles réalisés sur celles-ci ont identifié quelques cas de suspicion de corrosion sous contrainte qui ont entraîné une dizaine de chantiers de remplacement complémentaires en 2024. Les contrôles sont réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance, aucun arrêt supplémentaire ou dédié n'a eu lieu sur 2024.

EDF a transmis à l'ASN fin 2024 sa stratégie de suivi et de maintenance, sur laquelle une position ASN est attendue courant 2025.

EPR de Flamanville 3

Sur l'exercice 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

L'attestation de conformité de l'ensemble chaudière nucléaire a été obtenue le 7 mai 2024, cette dernière était un préalable aux opérations de chargement des éléments combustibles dans la cuve du réacteur. Elle marque également l'achèvement et la conformité du chantier de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal (CSP).

À la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur.

Une fois cette opération achevée, le couvercle de cuve a été fermé le 26 mai de manière à permettre la montée progressive en température et en pression des circuits puis la réalisation des essais de puissance. Les équipes d'EDF ont ainsi mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire.

La première divergence a été réalisée le 3 septembre 2024. L'unité de production a été connectée au réseau électrique le 21 décembre 2024 à l'atteinte de 17 % de Puissance Nominale correspondant au jalon « couplage » et poursuivra sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de Puissance Nominale. Le 31 janvier 2025, l'ASN a donné son autorisation pour le franchissement du palier de 25 % de Puissance Nominale. La montée au palier de 80 % fera également l'objet d'une autre autorisation préalable de l'ASN.

Pour rappel, dans sa décision du 16 mai 2023, l'ASN a autorisé l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète (« VC1 ») qui devrait commencer à l'issue du 1er cycle d'exploitation de la tranche (voir note 15.1).

Le coût de construction (hors intérêts intercalaires) enregistré dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2024 s'élève à 12,8 milliards d'euros.

Ce montant immobilisé intègre les montants suivants :

- des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 222 millions d'euros ;
- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 863 millions d'euros.

Le coût à terminaison du projet de 13,2 milliards d'euros$_{2015}$ reste inchangé.

Hinkley Point C

À la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé avec le gouvernement anglais les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »).

Le *Contract for Difference* signé le 29 septembre 2016 vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2. À partir de la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel HPC vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, à savoir à 92,50 £$_{2012}$/MWh indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation, HPC recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, HPC devra payer la différence.

Le 23 janvier 2024, le groupe a annoncé la réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs. Le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu vers la fin de la décennie. Le coût du génie civil et la révision du planning de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de la révision du coût de construction et du planning réalisée en janvier 2024. Le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 milliards de livres sterling$_{2015}$ et 34milliards de livres sterling$_{2015}$ selon les cas de figure. Dans le scénario de calendrier avec un an supplémentaire, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.(voir note 10.7).

Pour rappel, les conséquences de ces révisons de calendrier et de coûts ont été prises en compte dans l'évaluation des actifs au 31 décembre 2023 et s'étaient traduites par une dépréciation de (11 151) millions d'euros (voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023).

La construction s'est poursuivie en 2024 avec, en particulier :

- le démarrage de l'installation des échangeurs thermiques des diesels de l'unité 1 ;
- l'installation de la piscine de transfert et de la piscine dans le bâtiment réacteur de l'unité 2 ;
- la pose du troisième rondeau du liner de confinement de l'unité 2 ;
- l'installation de la cuve dans le bâtiment réacteur de l'unité 1 ;
- l'installation du stator dans la salle des machines de l'unité 1.

L'engagement de financement donné par les actionnaires a été consommé et depuis le quatrième trimestre 2023, en application des accords, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire. Depuis cette date, le Groupe assume seul le financement du projet.

À fin décembre 2024, EDF détient 72,6 % de la société de projet, CGN détenant les 27,4 % restants.

Sizewell C

Sur l'exercice 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

- l'autorité de sûreté britannique (ONR) a octroyé en mai 2024 la licence de site nucléaire (*Nuclear Site License*) nécessaire au démarrage de la construction de la centrale ;
- la société de projet Sizewell a acquis le terrain principal du site auprès d'EDF Energy au premier semestre 2024 et les travaux de construction sur site ont formellement débuté ;
- Framatome a signé plusieurs contrats avec la société de projet Sizewell C en avril 2024. Framatome fournira les deux chaudières nucléaires et les systèmes de contrôle-commande de sûreté de la centrale. Parmi les accords signés figurent également un contrat de long terme de fourniture des assemblages ainsi qu'un contrat de maintenance et de service de long terme pour soutenir l'exploitation de la centrale. Les fabrications de tous les forgés de l'Unité 1 ont démarré ;
- un consortium composé d'EDF SA et Edvance a signé plusieurs contrats en juillet 2024 relatifs aux droits d'utilisation du design et aux services d'ingénierie.

Dans la continuité du processus de levée de fonds auprès d'investisseurs privés afin de rechercher des financements complémentaires pour la construction, lancé en septembre 2023, la dernière phase de processus de sélection des futurs investisseurs est en cours en vue d'une décision finale d'investissement du gouvernement britannique en 2025.

À fin décembre 2024, EDF ne détient plus que 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) de la société de projet, le gouvernement britannique détenant 83,77 % (50,56 % au 31 décembre 2023).

10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Selon la norme IFRS 16, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont qualifiés de contrats de location au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

COMPTABILISATION D'UN CONTRAT DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR SELON IFRS 16

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques et industriels.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe applique les exemptions permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 22.1.1, portent sur :

- les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf inférieure à 5 000 dollars) ;
- les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

COMPTABILISATION D'UN CONTRAT DE LOCATION EN TANT QUE BAILLEUR

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir.

10.4.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	5 936	598	-	(72)	160	6 622
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 221	248	-	14	(121)	1 362
Valeurs brutes	**7 157**	**846**	**-**	**(58)**	**39**	**7 984**
Terrains et constructions	(2 300)	(616)	-	6	5	(2 905)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(684)	(188)	-	-	95	(777)
Amortissements et pertes de valeur	**(2 984)**	**(804)**	**-**	**6**	**100**	**(3 682)**
VALEURS NETTES	**4 173**	**42**	**-**	**(52)**	**139**	**4 302**

Au 31 décembre 2024, le solde est essentiellement porté par EDF SA pour 1 504 millions d'euros, Enedis pour 780 millions d'euros, et EDF Renouvelables pour 677 millions d'euros.

Les augmentations (hors amortissements) concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location, dont EDF SA pour 355 millions d'euros liés à des contrats de location de locaux à usage tertiaire.

La variation en « autres mouvements » s'explique principalement par l'impact de l'obligation de restauration du terrain HPC en location pour 90 millions d'euros, ainsi que l'impact de change chez EDF Renouvelables et EDF Energy pour 41 millions d'euros.

10.4.2 Impacts au compte de résultat

Les principaux impacts des contrats de location en tant que preneur sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2024	2023
Revenus des sous-locations	7	7
Charges au titre des loyers variables	(67)	(74)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(176)	(140)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	**(236)**	**(207)**
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(804)	(772)
Résultat d'exploitation	**(1 040)**	**(979)**
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(131)	(100)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	**(1 171)**	**(1 079)**

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2024	2023
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES A L'OBLIGATION LOCATIVE	**(867)**	**(845)**

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 770 millions d'euros en 2024 (752 millions d'euros en 2023).

10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La comptabilisation de contrats de concessions prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles.

CONCESSIONS EN FRANCE

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) (voir note 11) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État ;
- les concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

CONCESSIONS D'ÉNERGIE HYDRAULIQUE

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 36 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521- 16 al. 3 du Code de l'énergie).

Les contrats de concession ne relevant pas de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », les actifs utilisés, qu'il s'agisse des biens concédés ou biens propres, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

Les principales durées d'utilité sont les suivantes et les durées d'amortissement retenues tiennent par ailleurs compte pour les ouvrages concédés des durées des contrats de concession :

• barrages hydroélectriques	75 ans
• matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans

CONCESSION DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION DE CHALEUR, DONT LES CONCÉDANTS SONT DES COLLECTIVITÉS PUBLIQUES

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en « Autres actifs incorporels » conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ». Ils sont amortis linéairement sur la durée des contrats de concessions, comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont situées quasi exclusivement en France.

CONCESSIONS À L'ÉTRANGER

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de réseaux de distribution locale de gaz, de sites de production hydraulique et de services énergétiques. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession.

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	1 674	4	26	(5)	-	(4)	1 695
Installations productions thermique et hydraulique	11 890	20	238	(25)	2	33	12 158
Autres	699	11	28	(31)	-	11	718
Immobilisations en cours	792	443	(292)	(8)	(13)	8	930
Valeurs brutes	**15 055**	**478**	**-**	**(69)**	**(11)**	**48**	**15 501**
Terrains et constructions	(1 054)	(37)	-	5	-	2	(1 084)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 931)	(323)	-	21	-	(40)	(7 273)
Autres	(509)	(33)	-	31	-	-	(511)
Immobilisations en cours	(17)	(2)	-	-	-	2	(17)
Amortissements et pertes de valeur	**(8 511)**	**(395)**	**-**	**57**	**-**	**(36)**	**(8 885)**
VALEURS NETTES	**6 544**	**83**	**-**	**(12)**	**(11)**	**12**	**6 616**

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2024 les immobilisations concédées principalement situées en France et en Italie (production hydraulique hors distribution publique d'électricité).

10.6 Investissements incorporels et corporels

Les investissements incorporels et corporels présentés dans le tableau de flux de trésorerie se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2024	2023
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(2 733)	(2 183)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(22 739)	(19 667)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	693	829
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(24 779)**	**(21 021)**

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2024 concernent principalement :

- le secteur **France - Production et Commercialisation** pour 7 709 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement dans le cadre du programme Grand Carénage, ainsi qu'à la production hydraulique et les investissements sur le nouveau nucléaire portés essentiellement par le programme EPR 2 (voir note 10.2) ;
- le secteur **Royaume-Uni** pour 7 152 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C et Sizewell C ;
- le secteur **France - Activités régulées** pour 5 803 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que le renouvellement et la modernisation du réseau et la qualité de la desserte ;
- le secteur **EDF Renouvelables** pour 2 068 millions d'euros principalement sur les projets éoliens et solaires, en Amérique du Nord, au Brésil et au Royaume-Uni.

10.7 Pertes de valeur / reprises

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affectée.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein, d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment ou encore d'actifs isolés ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ; les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs ;
  - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
  - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
  - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
  - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT,
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture ;
  - pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays, jusqu'en 2050, dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels, dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique fondée d'une part sur différentes hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnections, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, sur des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque composante principale d'hypothèse, le Groupe se confronte notamment aux analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tels que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et le Groupe les confronte avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios. Par ailleurs, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, des apports hydrauliques et des abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur les grandeurs physiques telles que températures, nébulosité ou vitesses de vent et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2030 et 2050,
- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

10.7.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Pertes de valeur sur goodwill	10.1	(151)	(1 779)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	10.2	(372)	(44)
Pertes de valeur sur actifs corporels	10.3-10.5	(1 312)	(11 188)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(1 835)**	**(13 011)**

Au titre de l'exercice 2024, les pertes de valeur s'élèvent à (1 835) millions d'euros et sont détaillées ci-après.

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2023 s'élevaient à (13 011) millions d'euros et concernaient :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 738) millions d'euros ;
- la dépréciation de la centrale nucléaire en construction au Royaume-Uni Hinkley Point C (HPC) pour (11 151) millions d'euros ;
- la dépréciation de parcs éoliens et solaires d'EDF Renouvelables principalement aux États-Unis, en France et en Chine pour (84) millions d'euros ;
- et d'autres actifs pour un montant cumulé de (38) millions d'euros.

10.7.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe au 31 décembre 2024, les hypothèses-clés retenues ainsi que des sensibilités à certaines variations d'hypothèses.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les goodwill à hauteur de (151) millions d'euros au 31 décembre 2024.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2024 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)[1]	Goodwill	3 596	6,85 %	-	(108)
	(dont Pod Point)	-			*(38)*
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques)	142	< 7,5 % - 8,4 % >	1,5 %	-
	Marque Edison	945			-
Framatome	Goodwill	1 511	7,6 %	1,5 %	-
	Marque Framatome	151	7,6 %	1,5 %	-
Dalkia	Goodwill	634	5,8 %	2,0 %	-
	Marque Dalkia	130	5,8 %	2,0 %	-
Autres pertes de valeur					(43)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					**(151)**

(1) Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels en exploitation ou en cours de construction, sans projection au-delà de cette durée. Le CMPC déterminé pour le goodwill tient compte des CMPC applicables à chaque UGT d'EDF Energy y compris celui applicable à l'UGT HPC qui bénéficie d'un modèle régulé.

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les autres actifs incorporels et corporels à hauteur de (1 685) millions d'euros au 31 décembre 2024.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2024 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en construction	Projet Hinkley Point (HPC) : Changement de la courbe relative aux hypothèses d'inflation à long-terme (convergence plus rapide vers l'inflation long terme)	6,8 %	(1 116)
EDF Renouvelables	Actifs éoliens et solaire au Royaume-Uni	Augmentation des coûts de construction et report de la mise en service	De 5,5 % à 6,6 %	(62)
	Actifs éoliens et solaires en Chine	Changements tarifaires légaux défavorables		(60)
	Actif solaire aux USA	Perte de rentabilité sur un projet en développement		(35)
France (Production et commercialisation)	NUWARD	Changement de design du projet	-	(228)
Autres pertes de valeur			-	(184)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(1 685)**

Par ailleurs, des pertes de valeur nettes de reprises au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2024 à hauteur de (1 454) millions d'euros, principalement sur des actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3), ces pertes de valeurs sont complétées par la dépréciation de prêts octroyés aux entreprises associés pour (315) millions d'euros. Des pertes de valeur pour un montant de (240) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2023.

Hypothèses générales

Au 31 décembre 2024, le Groupe a retenu la méthodologie usuelle pour la réalisation de ses tests de dépréciation et a notamment procédé à la mise à jour du test pour les goodwill et actifs incorporels à durée de vie indéterminée.

Dans la continuité de l'année 2023, une attention particulière a été portée à la détermination des CMPC dans le contexte de volatilité des taux (voir partie Taux d'actualisation) en lien notamment avec la sensibilité de certains tests en cas de variation de ce paramètre. Les effets des scénarios de prix et mesures décidées ou mises en place par les Pouvoirs Publics dans les pays dans lesquels le Groupe est implanté ont également fait l'objet d'un suivi spécifique, dans les tests et la réalisation des sensibilités.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché (généralement trois ans), les prix *forward* retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à fin 2024 y compris couvertures, et ce, sur l'ensemble des zones géographiques. Les hypothèses retenues tiennent ainsi compte de l'environnement de marché actuel, qui connaît une baisse des prix à terme de l'électricité par rapport aux prix *forward* constatés en fin d'exercice 2023, en partie liée, en France, à une demande toujours contenue, une disponibilité accrue du parc nucléaire et une augmentation de la production renouvelable.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix, jusqu'en 2050, issues d'une construction analytique fondée sur des hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus de scénarisation, mis à jour annuellement et faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique.

Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement la demande énergétique avec une électrification des usages.

Les courbes de prix long terme du scénario 2024 présentent un début d'horizon en baisse comparé au scénario 2023 du fait de diminution de la valeur moyenne du ruban de l'électricité d'environ - 5 à - 9 €$_{2023}$/MWh dans les trois pays principaux (France, Italie, Belgique).

Au-delà de 2035 et sur un horizon long terme (2050), les prix de l'électricité restent proches des niveaux du scénario 2023. L'évolution court terme est expliquée par plusieurs facteurs :

- les tensions d'approvisionnement en gaz, suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, sont en partie résorbées, via des flux d'approvisionnement diversifiés (grâce notamment au GNL) ou via les contrats d'achat groupés par les États membres, permettant d'acheter des volumes plus importants. Une détente sur le prix du gaz se confirme dans le scénario 2024 avec un prix court terme plus faible que dans le scenario 2023 et proche sur le long terme ;
- une détente court terme de l'équilibre offre-demande, notamment en Allemagne (demande revue légèrement à la baisse et développement du photovoltaïque un peu plus rapide qu'anticipé).

Concernant le niveau de la demande sur l'horizon des scénarios, il est en augmentation sur toutes les échelles de temps à la maille européenne. L'électrification des usages, dans le transport et l'industrie notamment, est renforcée par un besoin en hydrogène électrolytique plus important. Ces évolutions, ajoutées au projet *RepowerEU* qui veut accélérer l'indépendance énergétique en Europe, ont entrainé une hypothèse à la hausse du besoin en énergie électrique.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs du Groupe, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité de manière générale dans les pays européens, la rémunération complémentaire nécessaire varie fortement en fonction des mix énergétique et de l'horizon temporel. Ainsi, sur le début d'horizon du scénario 2024, du fait de la crise énergétique actuelle, la révision à la baisse des prix de l'électricité sur les marchés Energy Only diminue la rentabilité des actifs de production de pointe sur le marché EOD (Equilibre Offre Demande), nécessitant un besoin de revenus complémentaires pour ces actifs. Sur le long terme, les revenus des mécanismes de capacité sont en ligne avec ceux du scénario 2023.

Taux d'actualisation

L'estimation des taux d'actualisation a été revue à la baisse pour la clôture 2024 sur l'ensemble des pays de la zone euro et au Royaume-Uni.

De manière générale, cette évolution est due à la tendance baissière des taux sans risque. Le *spread* EDF a, lui aussi, été revu à la baisse.

La diminution des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2023 est ainsi de l'ordre de 10 à 30 points de base sur la France et la Belgique et de 70 points de base sur l'Italie. Au Royaume-Uni le CMPC est stable.

Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation de +/- 30 points et +/- 50 points et, hormis pour la zone du Royaume-Uni qui est sensible à toute nouvelle hausse, elles ne mettent pas en évidence de risque de dépréciation sur les autres zones d'activités du Groupe.

Royaume-Uni – EDF Energy (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 29 425 millions d'euros)

Segment Commercialisation

Après une année 2023 marquée par la fin de la crise énergétique au Royaume-Uni et un retour à un contexte plus favorable, le segment commercialisation a consolidé ses marges et parts de marché en 2024 grâce à une bonne performance des ventes dans les segments des moyennes et grandes entreprises.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est en hausse par rapport à 2023 du fait principalement de l'amélioration des marges prévisionnelles long terme en *BtoB* ainsi que des volumes délivrés en *BtoB* à moyen terme. Pour rappel ce segment reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros étant généralement répercutés sur les consommateurs dans la durée.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte de réductions de taux de marge à long terme et des pertes de parts de marché ne font pas ressortir de risque de perte de valeur sur ce segment, celui-ci ayant par ailleurs peu d'actifs immobilisés (principalement des systèmes d'information).

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs. Au 31 décembre 2024, le segment intègre la centrale de Sizewell B de technologie REP avec l'hypothèse d'une durée d'exploitation jusqu'en 2055, les centrales AGR Torness et Heysham 2 dont la fin d'exploitation a été décalée de deux ans, jusqu'en mars 2030 ainsi que les deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 dont la fin d'exploitation a été décalée d'un an, soit à mars 2027 (voir communiqué de presse EDF Energy du 4 décembre 2024).

Les perspectives de prix de marché *forward* en baisse comparées au niveau de prix retenus dans les tests à fin 2023 sont partiellement atténuées par l'impact favorable lié à l'extension des durées d'exploitation des centrales. Dans ce contexte, la valeur recouvrable reste supérieure à la valeur comptable.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité ont été conduits sur les hypothèses auxquelles ce segment est particulièrement sensible soit la baisse des prix de l'électricité ou de la production nucléaire de - 5 % sur tout l'horizon ou encore une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation. Aucune de ces sensibilités prises individuellement ou cumulativement n'est susceptible de générer un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Goodwill et projet HPC

Le goodwill brut d'EDF Energy s'élève à 6,8 milliards d'euros y compris Pod Point au 31 décembre 2024 (soit 5,6 milliards de livres sterling y compris Pod Point). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009 diminué de la part affectée à Sizewell C de 1,2 milliard de livres sterling compte tenu de la perte de contrôle du projet en 2024. Au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2023, la mise à jour du test avait conduit à le déprécier partiellement pour (1,2) milliard d'euros et (1,7) milliard d'euros.

Pour rappel, le Groupe a communiqué le 23 janvier 2024 sur le résultat de la revue du calendrier et du coût de construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C, menée afin de mettre notamment à jour les hypothèses sur le coût du Génie Civil et l'allongement de la durée de la phase de montage Electromécaniques (MEH), ainsi que les conséquences qui en découlent sur les autres lots. Ainsi trois scénarios ont été envisagés. Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet était estimé entre 31 et 34 milliards[1] de livres sterling$_{2015}$ selon le cas de figure (contre une fourchette estimée entre 25 et 26 milliards de livres sterling $_{2015}$ précédemment).

Le troisième scénario mentionné lors du communiqué de presse conduisait à un report de la mise en service des deux unités de 12 mois supplémentaires avec un coût additionnel de 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.

Les trois scénarios ont été pris en compte et pondérés dans la réalisation du test. Cette pondération a conduit à converger vers le scénario central incluant un démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 en 2030 comparé à juin 2027 précédemment (et 2031 pour l'unité 2 comparé à juin 2028 précédemment). Ce scénario intégrait un risque de report d'un an par rapport au scénario basé sur un calendrier opérationnel de 120 mois qui est utilisé pour le pilotage, l'organisation et la gestion du projet.

Sur la base de ces nouvelles hypothèses de calendrier et de coûts le projet avait été déprécié à hauteur de 11 151 millions d'euros au 31 décembre 2023.

(1) Soit entre 41,6 et 46,5 milliards de livres sterling en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles au 30 juin 2023.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue de ses actifs, en tenant compte également des deux réacteurs d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point C. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « *Contract for Difference* » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon initial de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR (durée réduite d'environ 18 mois du fait du nouveau calendrier) : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire. Le prix d'exercice du CfD est fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh, et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) (soit 128 £/MWh en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles au 31 mars 2024). Ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme de 2,0 % dès 2030 contre, au 31 décembre 2023 : 2,2 % entre 2030 et 2050 puis 2,1 % à partir de 2050. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh, faute de scénarios de prix établis à cette échéance. Cette hypothèse s'appuie sur une étude interne relative au prix de marché de l'électricité au Royaume-Uni, qui, compte tenu du faible nombre d'installations connues à ce jour (dont Hinkley Point C) permettant de fournir de l'électricité en base après l'expiration du *Contract for Difference* de Hinkley Point C (soit post 2064), conclut à la convergence du prix du marché de l'électricité vers les coûts de ce moyen de production. Si de nouveaux scénarios de prix long terme de l'électricité étaient établis (en interne ou en externe), cette hypothèse pourrait être ajustée.

Le CMPC déterminé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité des flux régulés sous CfD, puis des flux exposés aux prix de marché pour les années suivantes. Le taux applicable au projet s'établit à 6,8 % au 31 décembre 2024, inchangé par rapport à 2023. Le CMPC déterminé pour tester le goodwill EDF Energy tient compte des CMPC applicables aux différentes UGT composant EDF Energy (HPC, Nucléaire Existant, Commercialisation). Du fait du poids respectif des cash-flows de chacune des UGT, le taux global sur le goodwill EDF Energy s'élève à 6,85 % au 31 décembre 2024, contre 6,9 % au 31 décembre 2023.

Compte tenu de l'impact négatif de la baisse des courbes relatives aux hypothèses d'inflation long-terme et en l'absence de modification des hypothèses opérationnelles ainsi que des autres hypothèses clés telles que le CMPC, le test réalisé sur l'actif HPC conduit à identifier une perte de valeur de (1 116) millions d'euros au 31 décembre 2024. Cette dépréciation est réversible en cas d'indice d'augmentation significative de la valeur de l'actif autre que l'effet du passage du temps sur les cash flows actualisés.

S'agissant de la valorisation du goodwill d'EDF Energy, bien que les autres UGT d'EDF Energy (Nucléaire Existant et Commercialisation) maintiennent des marges importantes, leurs valorisations sont également globalement en baisse (nucléaire Existant étant impactée par la baisse des prix *forward*) amenant à comptabiliser une dépréciation partielle complémentaire de la valeur du goodwill pour un montant de (70) millions d'euros au 31 décembre 2024. Cette dépréciation est irréversible, par nature.

Analyse de sensibilité :

La valeur recouvrable du projet HPC comme celle du goodwill d'EDF Energy reste sensible à toute variation défavorable d'hypothèses.

Une augmentation de 30 points de base des taux d'actualisation aurait un impact négatif de (2,2) milliards de livres sur la valeur recouvrable.

Une diminution de 20 points de base des indices d'inflation après 2030 aurait un impact négatif de (1,2) milliard de livres sur la valeur recouvrable.

Une diminution linéaire du prix de l'électricité sur la période post CfD (au-delà de 2064) de 10$£_{2024}$/MWh aurait un impact de (0,5) milliard de livres sur la valeur recouvrable.

Italie – Edison (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 5 841 millions d'euros)

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, le test de dépréciation de la marque « Edison » reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait annuellement l'objet d'une mise à jour selon la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires et en retenant une prime de risque de 100 points de base dans la détermination du taux d'actualisation. Le test mis à jour au 31 décembre 2024 met en évidence une augmentation de la valeur recouvrable de la marque, liée principalement à la nouvelle baisse du CMPC.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse des royalties de 5 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Sur les autres UGT de production d'Edison (Thermique, Eolien, Photovoltaïque, Activités Gaz), les tests présentent des marges en diminution liées à la baisse des hypothèses de prix.

S'agissant de l'UGT Thermique, la marge du test reste largement positive malgré l'impact défavorable de la baisse des *clean spark spreads* à court et moyen terme. Cette marge est essentiellement portée par les deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) qui bénéficieront de revenus de capacité et dont les mises en service sont intervenues en 2023.

Quant à l'UGT Hydraulique, la valeur recouvrable diminue en raison de la baisse des hypothèses de prix et de l'hypothèse de non-renouvellement des concessions qui arrivent à expiration partiellement compensée par la baisse du CMPC. Malgré cette baisse, aucun risque de perte de valeur n'est relevé sur cette UGT.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ne remettent pas en cause la conclusion de ces tests.

Framatome (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 4 714 millions d'euros)

La valeur recouvrable des actifs de Framatome est déterminée sur la base d'un *business plan* (BP) sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des grands projets de construction intégrés dans le scénario réacteur, de parts de marché retenues pour les services à la base installée et de livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le scénario de référence retenu intègre le développement du programme EPR 2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande-Bretagne, mais n'intègre pas la réalisation d'autres projets d'EPR, notamment Jaïtapur Nuclear Power Plant en Inde.

Le taux de croissance long terme retenu est stable (à 1,5 %).

Le CMPC retenu pour l'actualisation des flux futurs de trésorerie est un CMPC pondéré tenant compte des différentes activités de Framatome, et fonction de leur profil de risque. La marge du test du goodwill est en hausse par rapport au 31 décembre 2023 du fait de l'évolution favorable de l'activité à moyen terme et de la baisse du CMPC de 10 points.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus lors de l'acquisition (technologies, dont EPR, amorties sur une durée moyenne de 15 à 20 ans ; relations clients, amorties sur une durée moyenne de 11 ans ; marque) ont été testés sans qu'un risque de perte de valeur ne soit mis en évidence.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 50 points de base ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

EDF Renouvelables (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 13 563 millions d'euros)

Les actifs d'EDF Renouvelables sont principalement constitués d'UGT bénéficiant de *Power Purchase Agreement* (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et ayant de ce fait une faible exposition marché.

Des pertes de valeur ont été identifiées pour un montant total de (176) millions d'euros concernant notamment des parcs éoliens et solaires en exploitation en Chine (changements tarifaires légaux défavorables), des parcs solaires et éoliens en exploitation au Royaume-Uni (dépassement de coûts de construction) et un parc solaire aux États-Unis (rentabilité insuffisante).

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées et aux prêts qui s'y rattachent ont également été enregistrées à hauteur de (911) millions d'euros (voir notes 12.3 et 18.1.3).

Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 3 278 millions d'euros)

Au 31 décembre 2024, le goodwill de Dalkia est de 634 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France en 2014.

La valeur recouvrable de Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. La mise à jour du test au 31 décembre 2024 conduit à constater une hausse de la valeur recouvrable, principalement liée à la baisse de 20 points du CMPC (de 6,0 % à 5,8 %), au développement de l'activité travaux et aux effets commerciaux portés par une bonne dynamique.

La marque Dalkia reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2024 ne remet pas en cause la valeur retenue dans les comptes.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 20 points ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

France – Production et Commercialisation (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 67 255 millions d'euros)

Ce segment recouvre quasi-exclusivement en termes de valeur d'actif le parc de production en France hexagonale. La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 16 131 millions d'euros (voir note 10.3). Elle n'inclut aucun goodwill.

Sur l'exercice 2024, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

Toutefois, compte tenu de la baisse des prix de l'électricité, la valeur recouvrable a été actualisée.

Celle-ci est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en principes et méthodes comptables sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 6,9 % au 31 décembre 2024 (7 % au 31 décembre 2023). S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1300 MW et de 40 ans pour le palier N4. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes consolidés au 31 décembre 2024 bien que la stratégie industrielle du Groupe soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans, voir note 10.3).

Sur l'année 2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en baisse sur cet horizon par rapport à fin 2023) tenant compte des couvertures déjà contractualisées et un volume d'ARENH livré aux fournisseurs alternatifs plafonné à 100 TWh (ainsi que 26 TWh pour les gestionnaires de réseaux), avec un prix ARENH de 42 €/MWh.

Pour la période post ARENH, les annonces gouvernementales du 14 novembre 2023 prévoient des seuils de prélèvement de 78€$_{2022}$/MWh et 110€$_{2022}$/MWh, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces éléments ont été intégrés comme hypothèses clés dans l'estimation de la valeur recouvrable à fin décembre 2024 compte tenu de l'absence de textes réglementaires précisant le niveau des seuils d'activation de cette contribution. Les dispositions adoptées dans le cadre de la loi de finances pour 2025 disposent que ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et, entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €$_{2022}$/MWh et de 110 €$_{2022}$/MWh (voir note 5.1.1).

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA EnR actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits moyen terme - des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans - qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

En outre, EDF propose à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (Contrats d'Allocation de Production Nucléaire).

La valeur recouvrable du test diminue mais reste très largement supérieure à la valeur nette comptable. Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- la réglementation post ARENH ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Analyse de sensibilité :

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh/an sur toute la période ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation ; diminution du prix de la capacité ; niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10€/TWh dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

À titre d'exemple de sensibilités défavorables, une baisse de 10 TWh/an sur toute la période de production aurait un impact négatif de (3,8) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse du taux d'actualisation de 50 points de base aurait un impact négatif de (3,4) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse des investissements de +10 % sur toute la période aurait un impact négatif de (3,9) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Autre International – Belgique (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles du segment Autre International : 2 598 millions d'euros)

La mise à jour du test de Luminus confirme l'absence de risque de perte de valeur. La marge reste nettement favorable sur ce segment, la baisse du CPMC de 30 points de base (de 7,2 % à 6,9 %) compense la baisse des hypothèses de prix.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ou intégrant un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur.

Note 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité en France repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF et d'Enedis en particulier, puisse un jour être remis en cause.

Conformément aux contrats de concession, le concessionnaire exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession et assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. Le contrôle des actifs est exercé par le concessionnaire au sens d'IAS 16, et les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est ainsi porté à l'actif du bilan, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par les concessionnaires, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement, avec au passif l'enregistrement des obligations contractuelles vis-à-vis des concédants.

Les ouvrages relevant de la distribution publique d'électricité construits ou acquis par le concessionnaire sont évalués au coût de production ou d'acquisition :

- la valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner ;
- le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté le Groupe s'il les avait lui-même construits.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit en application de l'article 176 de la loi n° 2018 - 1021 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées à leur valeur vénale.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants et des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN figure au passif du bilan en « Passifs spécifiques de concessions ».

Les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation, branchements) sont amortis sur une durée comprise entre 30 et 60 ans, les compteurs et installations de comptage sur une durée de 20 à 30 ans. Selon une périodicité régulière, le Groupe s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations en concession (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Cadre réglementaire des concessions de distribution en France

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF puis Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Par ailleurs, SEI est le concessionnaire chargé du réseau de distribution pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, selon un cadre réglementaire des concessions identique à celui d'Enedis.

De même, Électricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation de réseaux de distribution publique sur une zone limitée dépendant d'un distributeur non nationalisé dans le cadre de la loi du 8 avril 1946.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de Service public. À cet effet, les autorités concédantes (les collectivités territoriales ou établissements publics de coopération disposant de cette compétence) organisent le Service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs des parties. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale, au travers de 356 contrats de concession au 31 décembre 2024. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité de Strasbourg).

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Ainsi, les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet de chaque nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent qui relevait du modèle

de cahier des charges 1992 et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du Service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations[1]	Mises en services	Diminutions	Autres mouvements[2]	31/12/2024
Terrains et constructions	3 644	-	156	(11)	(2)	3 787
Réseaux	112 463	866	3 959	(502)	-	116 786
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 254	2	614	(122)	(5)	5 743
Immobilisations en cours	2 698	5 218	(4 729)	(15)	4	3 176
Valeurs brutes	**124 059**	**6 086**	**-**	**(650)**	**(3)**	**129 492**
Terrains et constructions	(1 803)	(89)	-	11	(9)	(1 890)
Réseaux	(52 860)	(190)	-	316	(2 598)	(55 332)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 268)	(291)	-	118	(166)	(3 607)
Amortissements et pertes de valeur	**(57 931)**	**(570)**	**-**	**445**	**(2 773)**	**(60 829)**
VALEURS NETTES	**66 128**	**5 516**	**-**	**(205)**	**(2 776)**	**68 663**

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrages par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie d'une diminution des passifs de concessions.

11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les passifs associés aux concessions, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) qui sont évalués à hauteur de :
  - la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés),
  - déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire,
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) ;
  - amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien,
  - provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 1992, et à l'exception des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ÉLAN, elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. En application des dispositions du cahier des charges de 2017, duquel relèvent aujourd'hui la quasi-totalité des contrats en vigueur, les ouvrages concédés ne donnent plus lieu à constitution de provision pour renouvellement, les soldes de provisions à l'échéance du précédent contrat ont été transférés dans le nouveau contrat et les provisions pour renouvellement continuent d'être utilisées conformément à leur objet.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment lors du remplacement effectif du bien en droits du concédant sur les biens existants, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire obligé.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Contre-valeur des biens[1]	59 123	57 300
Financement concessionnaire non amorti	(34 978)	(33 176)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	**24 145**	**24 124**
Amortissement du financement du concédant	17 717	17 007
Provisions pour renouvellement	8 741	8 879
Droits sur biens à renouveler	**26 458**	**25 886**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**50 603**	**50 010**

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 133 millions d'euros (144 millions d'euros en 2023).

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2024			31/12/2023	
(en millions d'euros)	Notes	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
CTE	12.1	50	1 888	68	1 793	190
Autres participations : actifs dédiés d'EDF SA	15.1.2	n.a.	2 290	(26)	1 850	(48)
Participations d'EDF Renouvelables	12.3	n.a.	2 235	(1 057)	2 509	(61)
Taishan (TNPJVC)	12.2	30	n.c	n.c	n.c.	n.c.
Participations d'EDF Trading	12.3	n.a.	948	214	867	255
Sizewell C (Holding) Ltd	12.3	n.a.	652	-	n.a	n.a
Autres participations	12.3	n.a.	n.c	n.c	n.c.	n.c.
TOTAL			**10 167**	**(683)**	**9 037**	**257**

n.a. : non applicable.

n.c. : non communiqué.

12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Actifs non courants	23 140	21 528
Actifs courants	4 225	3 946
TOTAL ACTIF	**27 365**	**25 474**
Capitaux propres	3 768	3 579
Passifs non courants	16 976	15 571
Passifs courants	6 621	6 324
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**27 365**	**25 474**
Chiffre d'affaires	5 559	6 131
Excédent brut d'exploitation	1 629	1 891
Résultat net	**135**	**380**
Endettement financier net	14 665	13 287
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	291	(39)
Dividendes versés	238	287

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), a la charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité en France. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

La participation d'EDF dans CTE (50,1 %) est consolidée par mise en équivalence du fait des conditions de gouvernance de RTE et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

Le 10 janvier 2024, CTE a lancé avec succès une émission d'obligations senior pour un montant de 500 millions d'euros d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 3,75 %.

12.2 Taishan

12.2.1 Éléments financiers de Taishan

La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan au 31 décembre 2023 (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Actifs non courants	10 760	11 838
Actifs courants	897	884
TOTAL ACTIF	**11 657**	**12 722**
Capitaux propres	3 137	3 606
Passifs non courants	6 684	7 457
Passifs courants	1 836	1 659
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**11 657**	**12 722**
Chiffre d'affaires	729	640
Résultat net	**(254)**	**(327)**
Dividendes versés	-	-

12.2.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited (TNPJVC), société qui exploite deux réacteurs nucléaires de technologie EPR de 1750 MW chacun à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN détient une participation de 51 % et Guangdong Energy Group une participation de 19 %.

Au premier trimestre 2023, le réacteur 1 avait été arrêté dans le cadre d'un arrêt programmé pour rechargement de combustible (« Refueling Outage »). Comme indiqué par CGN dans un communiqué le 9 juin 2023, au cours de cet arrêt, TNPJVC avait ajouté certaines inspections et tests afin d'accumuler des données et de l'expérience pour une exploitation stable à long terme de l'unité. Le réacteur 1 a été reconnecté au réseau le 27 novembre 2023 et fonctionne en toute sécurité depuis ce redémarrage. Le réacteur 2 a été arrêté pour son troisième arrêt programmé pour maintenance et rechargement en combustible au printemps 2024. Il est maintenant reconnecté au réseau et fonctionne en toute sécurité.

La provision pour risques constituée pour prendre en compte, notamment, les incertitudes tarifaires auxquelles est soumise la centrale de Taishan est maintenue à ce jour en l'absence de nouvelle publication de la NDRC (*National Development and Reform Commission*).

Pour rappel, dans le cadre du pacte d'actionnaires de la société TNPJVC Guangdong Taishan Nuclear Power Company Limited, dont l'objet est la construction, l'exploitation, la maintenance et la gestion de la centrale nucléaire de Taishan, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre ses partenaires China General Nuclear Power Co., Ltd., Guangdong Nuclear Power Investments Co., Ltd. et Taishan Nuclear Power Industry Investments Co. Ltd. (Groupe CGN), devant la CCI Singapour.

Le désaccord portait sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée cohérente avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à la durée de la société TNPJVC.

Le Tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF au mois de juin 2023. En mai 2024, les parties ont signé une lettre d'intention encadrant notamment les discussions relatives aux modifications du pacte d'actionnaires et à la politique d'amortissement.

12.3 Autres participations

Au 31 décembre 2023, EDF détenait Sizewell C à hauteur de 49,44 % qui était contrôlée et consolidée en intégration globale. Au 31 décembre 2024, le Groupe détient 16,23 % du projet et certains évènements intervenus en 2024 ont conduit le Groupe à modifier la méthode de consolidation de Sizewell C qui est mise en équivalence à compter de cette date (voir notes 3.1.3 et 10.3).

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent majoritairement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe, en Chine et au Brésil.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- la société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33 % par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Energétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe. Depuis début juin 2024, la première turbine, d'une capacité de 60 MW, fournit de l'électricité. À fin 2024, six groupes représentant une puissance de 360 MW ont été mis en service. Le septième et dernier groupe doit être mis en service début 2025 pour atteindre une capacité totale de 420 MW.

Sur l'exercice 2024, (1 036) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement sur les titres de participations relatifs au projet Atlantic Shores Offshore Wind (ASOW) dépréciés en totalité pour (764) millions d'euros, aux actifs dédiés pour (118) millions d'euros, sur le parc éolien de Spinning Spur Wind Two, LLC aux États-Unis pour (48) millions d'euros et sur des projets solaires au Mexique pour (25) millions d'euros.

ASOW est le partenariat entre Shell et EDF Renouvelables pour porter des projets éoliens off-shore aux États-Unis. Cinq projets sont en cours de développement. L'évolution du contexte politique défavorable aux États-Unis et la décision de l'État du New Jersey du 4 février 2025 de ne pas attribuer de lauréat à l'appel d'offres auquel participait le projet le plus avancé d'ASOW ont conduit le Groupe à prendre toutes les conséquences liées à ces événements. Ainsi, une charge totale de (934) millions d'euros a été comptabilisée dans le résultat des sociétés mises en équivalence.

Sur l'exercice 2023, (240) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement au titre des actifs dédiés pour (86) millions d'euros, sur la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine pour (79) millions d'euros, sur le projet Neart na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni pour (54) millions d'euros et sur des parcs éoliens au Mexique pour (16) millions d'euros.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement au cours de l'exercice 2024 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	Variation monétaire	Variation non-monétaire	31/12/2024
Stocks et en-cours de production	13.2	(18 092)	(590)	(566)	(19 248)
Clients et comptes rattachés nets de provision	13.3	(26 833)	3 106	(412)	(24 139)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.5	19 687	(359)	138	19 466
Dette/(créance) de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	13.4	2 030	(2 822)	-	(792)
Autres débiteurs et autres créditeurs[1]	13.4 et 13.6	12 468	(947)	821	12 342
Autres éléments du besoin en fonds de roulement[2]		(628)	160	(1 056)	(1 524)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		**(11 368)**	**(1 452)**	**(1 075)**	**(13 895)**

(1) Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'actifs et subventions d'investissements.

(2) Les autres éléments comprennent les certificats d'émission CO_2 et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

La variation **monétaire** du besoin en fonds de roulement se détériore de (1 452) millions d'euros en 2024, principalement du fait de la variation des positions relatives à la CSPE pour (2 822) millions d'euros. Au 31 décembre 2024, une créance est comptabilisée pour 792 millions d'euros. En 2023, une dette de (2 030) millions d'euros était comptabilisée (voir note 13.4).

Les flux **non monétaires** incluent les effets des variations de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que des reclassements. La variation des flux non monétaires sur 2024 s'explique principalement par la variation de juste valeur essentiellement sur stocks et instruments dérivés liés à l'exploitation pour un total de (1 614) millions d'euros, ainsi que par les effets périmètre pour un total de 347 millions d'euros essentiellement liés à la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd. pour 120 millions d'euros et à l'acquisition d'Arabelle Solutions pour 237 millions d'euros.

13.2 Stocks

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustibles (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie dans l'article D594-1 du Code de l'environnement.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

AUTRES STOCKS

Sont enregistrés dans les autres stocks :

- les autres combustibles, qui comprennent les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ainsi que les stocks de gaz ;
- les autres approvisionnements destinés à l'exploitation, ils sont constitués des matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les en-cours de production de biens et de services, liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir notes 5.5.4 et 10.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France ; voir note 5.1).

Hors activités de *trading*, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	12 376	(430)	11 946	11 760	(431)	11 329
Autre combustible	1 547	(274)	1 273	1 556	(260)	1 296
Autres approvisionnements	2 241	(428)	1 813	2 047	(413)	1 634
En-cours de production de biens et services	973	(24)	949	771	(22)	749
Autres stocks	3 335	(68)	3 267	3 144	(60)	3 084
TOTAL STOCKS	**20 472**	**(1 224)**	**19 248**	**19 278**	**(1 186)**	**18 092**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 9 183 millions d'euros au 31 décembre 2024 (8 810 millions d'euros au 31 décembre 2023).

L'évolution des stocks sur l'année 2024 s'explique principalement par l'augmentation des stocks de combustibles nucléaires essentiellement portée par un effet prix.

13.3 Clients et comptes rattachés

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de perte de crédit.

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2024	31/12/2023
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		23 370	24 232
dont actifs sur contrat	*13.3.3*	*200*	*286*
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		2 627	4 341
Dépréciations		(1 858)	(1 740)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE		**24 139**	**26 833**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 808 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les créances clients sont en baisse par rapport au 31 décembre 2023 en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires des différents secteurs : France - Activités de production et commercialisation (1,6) milliard d'euros, EDF Trading (1,7) milliards d'euros et France - Activités régulées 0,3 milliard d'euros. L'évolution de 0,4 milliard d'euros sur le secteur Industrie et Services est notamment portée pour 0,2 milliard d'euros par l'acquisition d'Arabelle Solutions.

13.3.1 Créances échues/non échues

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	**25 997**	**(1 858)**	**24 139**	**28 573**	**(1 740)**	**26 833**
dont créances échues de moins de 6 mois	*2 330*	*(351)*	*1 979*	*2 263*	*(392)*	*1 871*
dont créances échues de 6 à 12 mois	*1 438*	*(428)*	*1 010*	*1 100*	*(401)*	*699*
dont créances échues de plus de 12 mois	*1 692*	*(1 012)*	*680*	*1 066*	*(728)*	*338*
dont total des créances échues	**5 460**	**(1 791)**	**3 669**	**4 429**	**(1 521)**	**2 908**
dont total des créances non échues	**20 537**	**(67)**	**20 470**	**24 144**	**(219)**	**23 925**

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le groupe EDF gère plusieurs programmes d'affacturage ou de titrisation lui permettant de céder des créances commerciales éligibles et de recevoir un paiement en numéraire.

Les créances clients sont décomptabilisées conformément à IFRS 9 dès lors que le Groupe a transféré :

- ses droits à recevoir des paiements au titre de l'actif ou qu'il a rempli son obligation de payer les flux de trésorerie reçus à une tierce partie (hors entité structurée consolidée) dans le cadre d'un accord de transfert, d'une part, et
- en substance, la quasi-totalité des risques et avantages attachés aux créances, d'autre part.

Dans le cas contraire, les créances cédées restent inscrites à l'actif du bilan et les financements reçus sont traités comme des dettes financières.

Le Groupe a mis en place en 2023 un contrat de titrisation, au travers d'un Fonds Commun de Titrisation (entité ad hoc) qui conduit à conserver au bilan les créances concernées.

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Créances clients transférées et maintenues au bilan	75	57
Créances clients transférées et sorties du bilan	1 323	1 764

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 323 millions d'euros au 31 décembre 2024 concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 764 millions d'euros en décembre 2023).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé.

13.3.3 Information sur les actifs sur contrat

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 200 millions d'euros au 31 décembre 2024 (286 millions d'euros au 31 décembre 2023) et concernent principalement en 2024 Dalkia, EDF Renouvelables, Arabelle Solutions et Autre international.

13.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Charges constatées d'avance	1 652	1 609
Créances TVA	2 460	2 193
Créances fiscales (hors TVA)	344	315
Créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	792	-
Autres créances d'exploitation[1]	7 086	7 067
AUTRES DÉBITEURS	**12 334**	**11 184**
dont part non courante	*1 979*	*2 110*
dont part courante	*10 355*	*9 074*
dont valeurs brutes	*12 424*	*11 252*
dont dépréciation	*(90)*	*(68)*

(1) Y compris créances sur cession d'actifs.

Au 31 décembre 2024 les autres créances d'exploitation intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 2,4 milliards d'euros (3,1 milliards d'euros en 2023). La diminution de ces appels de marge est liée notamment au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit et à la moindre volatilité des marchés. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 13.6).

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2024 s'élève à 6 861 millions d'euros. Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1.

Les montants encaissés sur l'année 2024 en provenance du budget général de l'État s'établissent à 3 472 millions d'euros. Ce montant résulte notamment du solde du mécanisme au titre de l'année 2023 pour 227 millions d'euros et de la compensation du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 3 245 millions d'euros.

Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2024-124 du 26 juin 2024 prise en application de l'article L. 336-5 du Code de l'énergie tel que modifié par l'article 225 de la loi n°2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024, et de l'article 5 du décret n° 2024-556, les compléments de prix ARENH perçus en 2024 pour un montant de 556 millions d'euros viendront diminuer les compensations à financer par le budget de l'État au titre du mécanisme 2025. Ces derniers minorent donc la créance relative aux charges de service public de l'énergie d'EDF SA au 31 décembre 2024.

Au 31 décembre 2024, EDF SA constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 792 millions d'euros (dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023).

13.5 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	15 302	14 533
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	4 164	5 154
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	**19 466**	**19 687**

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur l'année 2024 pour 0,8 milliard d'euros concerne notamment EDF Energy pour 0,4 milliard d'euros, Arabelle Solutions pour 0,3 milliard d'euros, Edison pour 0,2 milliard d'euros et Enedis pour (0,4) milliard d'euros.

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives restent en conséquence comptabilisées en « dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe pour un montant de 985 millions au 31 décembre 2024.

13.6 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Dont passifs sur contrat	31/12/2023	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 614	2 435	4 011	2 099
Fournisseurs d'immobilisations	5 542	-	5 464	-
Dettes fiscales	5 167	-	4 740	-
Dettes sociales	6 717	-	6 236	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 975	3 974	3 548	3 548
Autres produits constatés d'avance[1]	1 219	897	1 267	857
Appels de marge *trading*	486	-	922	-
Dette de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	-	-	2 030	-
Autres dettes[2]	3 950	-	4 442	-
AUTRES CRÉDITEURS	**30 670**	**7 306**	**32 660**	**6 504**
dont part non courante	*6 039*	*3 367*	*5 685*	*3 539*
dont part courante	*24 631*	*3 939*	*26 975*	*2 965*

(1) Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu en 2020, non encore repris en autres produits et charges opérationnels (voir note 5.5.4).

(2) Y compris dettes sur acquisition d'actifs et subventions d'investissements.

13.6.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2024, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements réalisés par les clients des contrats long terme de Framatome pour 1 501 millions d'euros (719 millions d'euros au 31 décembre 2023).

13.6.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2024, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 409 millions d'euros au titre de l'accise sur l'électricité en lien avec l'application progressive, à partir du 1er février 2024, des tarifs de 20,5 €/MWh pour les professionnels et de 21 €/MWh pour les particuliers, contre des tarifs de 0,5 €/MWh et de 1 €/MWh au 1er février 2023.

13.6.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2024 les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires à EDF pour 2 137 millions d'euros (2 089 millions d'euros au 31 décembre 2023) et à Arabelle Solutions pour 329 millions d'euros.

Ils intègrent également le solde de l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

13.6.4 Appels de marge *trading*

Au 31 décembre 2024, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 0,5 milliard d'euros (0,9 milliard d'euros en 2023). Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 13.4), s'agissant de contreparties différentes.

13.6.5 Autres dettes

Les autres dettes incluent au 31 décembre 2024 comme au 31 décembre 2023 des subventions d'investissements pour 1,6 milliard d'euros. Les subventions d'investissements reçues sur 2024, nettes des effets périmètre, s'élèvent à 232 millions d'euros (258 millions d'euros sur 2023).

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres dettes » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

13.6.6 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2024
Acomptes reçus	2 099	1 710	(1 395)	(34)	-	25	30	2 435
Produits constatés d'avance long terme	3 548	872	(684)	(167)	49	334	22	3 974
Autres produits constatés d'avance	857	673	(686)	-	-	51	2	897

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 2 435 millions d'euros (principalement pour les segments Industries et Services, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 4 871 millions d'euros (principalement pour les segments France – Activités de production et de commercialisation et Industries et Services), soit un total de 7 306 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 6 504 millions d'euros au 31 décembre 2023). Les modifications de périmètre sur 2024 concernent essentiellement l'acquisition d'Arabelle Solutions.

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 19 191 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 778 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

Note 14 Capitaux propres

14.1 Capital social

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les coûts externes directement liés à une augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

Au 31 décembre 2024, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

14.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires réunie le 11 juin 2024 a décidé de ne pas verser de dividendes en 2024 au titre de l'exercice 2023.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2024.

14.3 Titres subordonnés à durée indéterminée

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques. La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles, qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement.

Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confère à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

Au 31 décembre 2024, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 047 millions d'euros, déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts (12 009 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le 5 juin 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 5 juillet 2024 de la souche de dette hybride émise en octobre 2018 pour 1 250 millions d'euros à un taux de 4 % avec une échéance au 30 octobre 2024. Compte tenu du caractère certain du remboursement, EDF a reclassé au 30 juin 2024 1 243 millions d'euros précédemment inscrits en capitaux propres, en autres dettes financières pour 1 250 millions d'euros et pour (7) millions d'euros, correspondant à la part des frais d'émission. Le 5 juillet 2024, la dette a été intégralement remboursée pour 1 250 millions d'euros.

Le 10 septembre 2024, EDF a lancé des offres contractuelles de rachat visant les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros émises en janvier 2014 à un taux de 5,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026) et les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 250 millions de livres sterling émises en janvier 2013 à un taux de 6,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026). Cette offre a conduit à un rachat partiel pour 499 millions d'euros de la souche euros émise en janvier 2014 pour 1 000 millions d'euros, et pour 730 millions d'euros (621 millions de livres sterling) pour la souche GBP émise en janvier 2013 pour 1 250 millions de livres sterling.

Le 10 septembre 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 29 janvier 2025 de la souche de dette hybride émise en janvier 2013 pour 1 250 millions d'euros à un taux de 5,38 % échéance en janvier 2025. EDF a reclassé au 31 décembre les 1 229 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres pour 1 250 millions d'euros en autres dettes financières et pour 21 millions d'euros en primes et réserves pour la part des primes et frais d'émission.

Le 10 septembre 2024, EDF a émis trois tranches d'obligations hybrides vertes comptabilisées en capitaux propres pour respectivement 500 millions d'euros (à un taux de 5,125 %), 650 millions d'euros (à un taux de 5,625 %), et 500 millions de livres sterling (à un taux de 7,375 %).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 582 millions d'euros sur l'exercice 2024 (630 millions d'euros sur l'exercice 2023). La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2025, une rémunération de 74 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission[1]	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	629	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2014	501	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	12/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
EDF	09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
EDF	09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
EDF	06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
EDF	12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %
EDF	06/2023	1 500	USD	10 ans	9,13 %
EDF	09/2024	500	EUR	5 ans	5,13 %
EDF	09/2024	650	EUR	8 ans	5,63 %
EDF	09/2024	500	GBP	11 ans	7,38 %

(1) Date de réception des fonds.

14.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

Les informations relatives aux principales participations ne donnant pas le contrôle sont détaillées ci-dessous :

	31/12/2024			31/12/2023	
(en millions d'euros)	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	1 453	300	2 014	136
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	27,40 %	5 915	(87)	5 349	(2 703)
Sizewell C (Holding) Ltd.	83,77 %	-	(5)	1 475	-
EDF Investissements Groupe SA	13,78 %	1 024	17	520	13
Luminus SA	31,37 %	995	102	698	25
Framatome	19,50 %	200	(23)	218	(34)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		**1 442**	**144**	**1 677**	**158**
TOTAL		**11 029**	**448**	**11 951**	**(2 404)**

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd., détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (HPC) Ltd, holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 72,60 % (67,72 % au 31 décembre 2023) par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Suite à la perte de contrôle dans la société Sizewell C (Holding) Ltd, société détenue à 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) par le Groupe *via* EDF Energy et qui porte le projet Sizewell C, la société est mise en équivalence dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2024. Au 31 décembre 2023, les participations ne donnant pas le contrôle correspondaient à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 80,5 % par le Groupe *via* la société EDF SA, correspondent uniquement à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % depuis l'acquisition par EDF le 25 janvier 2024 des 5 % détenus par Assystem.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent principalement aux participations de collectivités locales belges, ainsi que les apports de partenaires sur le projet de CCGT de Seraing.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements. Le 6 novembre 2024, une augmentation de capital de 500 millions d'euros a été souscrite par Natixis Belgique Investissements, qui détient désormais 13,78 % du capital d'EDF IG au 31 décembre 2024 (7,54 % au 31 décembre 2023) et EDF, *via* la société C3, détient les 86,22 % restants (92,46 % au 31 décembre 2023).

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 66 millions d'euros au 31 décembre 2024 (96 millions d'euros en 2023).

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la certitude raisonnable de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion des combustibles usés, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	33 220	1 995	35 215	28 193	2 069	30 262
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	35 609	1 453	37 062	32 013	1 269	33 282
Provisions liées à la production nucléaire	**68 829**	**3 448**	**72 277**	**60 206**	**3 338**	**63 544**

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
(en millions d'euros)	Note 15.1	Note 15.2	Note 15.3	
Provisions pour gestion des combustibles usés	17 449	1 265	-	18 714
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	520	-	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	1 446	379	15 981
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2024	**31 605**	**3 231**	**379**	**35 215**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	12 878	599	32 698
Provisions pour derniers cœurs	2 995	1 369	-	4 364
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2024	**22 216**	**14 247**	**599**	**37 062**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2024	**53 821**	**17 478**	**978**	**72 277**

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	15 114	4 074	(1 248)	638	59	77	18 714
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	406	-	-	22	21	71	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 742	881	(348)	371	61	274	15 981
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**30 262**	**4 955**	**(1 596)**	**1 031**	**141**	**422**	**35 215**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29 291	400	(1 000)	1 321	537	2 149	32 698
Provisions pour derniers cœurs	3 991	-	-	193	62	118	4 364
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**33 282**	**400**	**(1 000)**	**1 514**	**599**	**2 267**	**37 062**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**63 544**	**5 355**	**(2 596)**	**2 545**	**740**	**2 689**	**72 277**
Dont part courante	3 338						3 448
Dont part non courante	60 206						68 829
Dont EDF SA	48 220						53 821
dont périmètre loi du 28 juin 2006	*47 001*						*52 583*
Dont Royaume-Uni	14 365						17 478
Dont Belgique	960						978

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2024 s'explique notamment par :

- En France (voir note 15.1.1) :
  - > une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés en France au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir note 15.1.1.1) pour 3 301 millions d'euros ;
  - > une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL (voir note 15.1.1.2) pour 823 millions d'euros ;
  - > la première divergence de la centrale de Flamanville 3 se traduisant par une augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 428 millions d'euros (voir note 15.1.1.3) ;
  - > une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base en France (voir note 15.1.1.5) diminuant les provisions de (964) millions d'euros.
- Au Royaume-Uni (voir note 15.2) :
  - > une mise à jour de l'estimation des coûts pour 3 440 millions euros réalisée dans le cadre de l'*Integrated Plan* 25 (IP 25), approuvée par la NLA (*Non-Nuclear Liabilities Assurance team*) en décembre 2024 ;
  - > une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 30 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (825) millions d'euros ;
  - > les nouvelles hypothèses (comme annoncé par le Groupe en décembre 2024) de fermeture des centrales AGR Heysham 1 et Hartlepool, planifiée en 2027 (précédemment en 2026), et de fermeture des centrales AGR de Heysham 2 et Torness planifiée en 2030 (précédemment en 2028) conduisant à une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de (366) millions d'euros

15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France

15.1.1 Provisions nucléaires

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits précédemment :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 15.1.2).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'estimations, de jugements et d'incertitudes qui sont décrits en note 1.3.4.2. Fin 2024, le niveau d'incertites à évoluer à court et moyen terme, notamment (i) les études d'APS en 2025 et 2026 des nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC) du programme aval du futur (voir note 15.1.1.1), (ii) les évolutions règlementaires récentes sur le traitement des peintures amiantées et l'analyse de leur impact éventuel (au travers d'un plan d'actions démarré en 2025 tenant compte de la complexité des prélèvements du fait de l'ampleur des surfaces considérées et de leur diversité) sur le devis de démantèlement des installations en exploitation (voir note 15.1.1.3). Par ailleurs, la publication par l'État du nouvel arrêté de chiffrage du projet Cigéo est attendue à l'horizon de septembre 2025 (voir note 15.1.1.2).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs en France se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	15.1.1.1	13 876	4 058	(1 113)	573	55	17 449
dont non liées au cycle d'exploitation		*1 760*	*2 678*	*(36)*	*76*	*18*	*4 496*
dont hors périmètre loi du 28 juin 2006		*1 219*	-	*(42)*	*61*	-	*1 238*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	13 205	869	(348)	301	129	14 156
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**27 081**	**4 927**	**(1 461)**	**874**	**184**	**31 605**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	18 419	399	(274)	753	(76)	19 221
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 720	-	-	126	149	2 995
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**21 139**	**399**	**(274)**	**879**	**73**	**22 216**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		**48 220**	**5 326**	**(1 735)**	**1 753**	**257**	**53 821**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006[1]		47 001	5 326	(1 693)	1 692	257	52 583
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006[1]		1 219	-	(42)	61	-	1 238

(1) Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'explique notamment par les événements suivants :

- une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés en France au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir note 15.1.1.1) pour 3 301 millions d'euros dont les effets sont présentés en « augmentations » pour un montant de 3 291 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « autres mouvements » pour un montant de 10 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- la première divergence de la centrale de Flamanville 3 se traduisant par une augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 428 millions d'euros, répartis à hauteur de 235 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation (voir note 15.1.1.3), 22 millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs, 73 millions d'euros sur les provisions pour gestion des combustibles usés, et 98 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Ces éléments sont présentés principalement en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL (voir note 15.1.1.2) pour 823 millions d'euros dont les effets sont présentés en « augmentations » pour un montant de 775 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « Autres mouvements » pour un montant de 48 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs.

Il est par ailleurs à noter une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base en France (voir note 15.1.1.5) diminuant les provisions de (964) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « effet de l'actualisation » pour un montant de (514) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « autres mouvements » pour un montant de (450) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

L'effet d'actualisation comprend par ailleurs la charge de désactualisation pour 2 267 millions d'euros comptabilisée en résultat financier.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, Orano Recyclage et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

15.1.1.1 Provisions pour gestion des combustibles usés

Traitement des combustibles usés

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités nominales à traiter par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (soit 24 réacteurs autorisés actuellement au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion des combustibles usés (17 449 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;

- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion des combustibles usés concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 – 2040. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le précédent contrat d'application venant à échéance fin 2023, les négociations entre EDF et Orano Recyclage ont convergé en septembre 2023 avec la signature d'un accord sur les principes du contrat d'application couvrant la période 2024-2026. Cela s'est traduit par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion des combustibles usés au 31 décembre 2023. Cet accord intègre l'évolution des conditions économiques sous-jacentes au contrat et les besoins exprimés par Orano Recyclage en termes de coûts d'exploitation nécessaires à une meilleure performance de ses usines.

Le contrat d'application pour la période 2024-2026, reprenant les éléments de l'accord de septembre 2023 sur les principes mentionnés ci-dessus, a été signé le 1er octobre 2024. En conséquence, la signature de ce contrat n'a pas d'impact significatif en 2024 sur les provisions pour gestion des combustibles usés.

Entreposage des combustibles usés

Par ailleurs, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle, avec à fin 2023 :

- d'une part, un sujet relatif au risque de saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030 compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF. Dans cette perspective, il était pris en considération la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service d'un premier bassin était prévue pour 2034, afin d'augmenter le volume d'entreposage à long-terme des futurs combustibles usés et ainsi éviter la saturation. Ce premier bassin, avec une fonction d'extension des piscines des réacteurs nucléaires permettant d'assurer la continuité d'exploitation du parc, était ainsi considéré comme une immobilisation corporelle. Dans l'attente de ce bassin, des solutions transitoires, projets parades de densification des piscines existantes du site Orano de La Hague et solution complémentaire d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE), faisaient l'objet d'études dont les coûts associés étaient couverts par les provisions ;
- et d'autre part, le besoin d'entreposage de long terme du combustible usé engagé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usés), et le combustible de Creys-Malville dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Ce besoin était couvert par des provisions basées sur un scénario de construction d'un deuxième bassin au titre de la piscine d'entreposage centralisé dont la mise en service était prévue en 2047.

Concernant ce sujet de gestion des combustibles usés, le premier semestre 2024 a été marqué par :

- le Conseil de Politique Nucléaire (CPN) du 26 février 2024 qui a permis de confirmer les grandes orientations de la politique française sur l'aval du cycle combinant le retraitement, la réutilisation des combustibles usagés et la fermeture du cycle, via la prolongation, la résilience des installations actuelles et le renouvellement des usines du cycle à La Hague;
- l'audition conjointe Orano et EDF du 11 avril 2024 par le collège de l'ASN qui a permis, dans le contexte du CPN mentionné ci-dessus, de présenter de façon convergée un état des lieux à date des capacités d'entreposage sur le site de La Hague ainsi que les projections de quantités de combustibles usés à entreposer. Suite à cette audition, l'ASN dans sa note d'information du 17 avril 2024 a pris note d'un report du risque de saturation dans les piscines de La Hague, tout en réaffirmant le besoin de mise en place de parades pour restituer des marges de sécurité. Par ailleurs, l'ASN a appelé les exploitants à mettre en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage de long terme dans les délais les plus courts possibles avec des objectifs de sûreté de haut niveau.

Ainsi, le scénario industriel présenté par EDF devant le collège des commissaires de l'ASN le 11 avril 2024 intégrait la détente annoncée du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (avec mise en œuvre des parades) conjuguée à la perspective de renouvellement des usines de La Hague, avec notamment le recours à un bassin unique (au lieu de deux bassins précédemment prévus, comme mentionné ci-dessus) sous maîtrise d'ouvrage EDF, conformément aux dispositions de l'arrêté du 9 décembre 2022 pris en application du décret n°2022-1547 du 9 décembre 2022, et ayant pour fonction l'entreposage longue durée du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville. Les estimations retenues pour valoriser ce scénario reposaient sur ces hypothèses structurantes.

Au 30 juin 2024, ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du premier bassin pour un montant de 142 millions d'euros et à la mise à jour des provisions pour gestion des combustibles usés à fin juin 2024, en tenant compte des dernières estimations, de la façon suivante :

- concernant la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (entre 2030 et 2040), la confirmation de la mise en œuvre du projet parade de densification de ces piscines, avec la finalisation des études de développement conduisant à une augmentation des provisions de 311 millions d'euros au 30 juin 2024. La solution complémentaire d'entreposage à sec reste également envisagée à ce stade ;
- concernant le besoin d'entreposage de long terme du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville, la prise en compte du nouveau dimensionnement de la capacité d'un bassin unique et d'une mise en service au plus tôt. L'estimation s'appuie sur une revue des coûts du projet proposé par EDF au niveau Avant Projet Sommaire (APS) finalisée sur le premier trimestre 2024 et intégrant les derniers requis en termes de sûreté et de sécurité. Ces éléments ont conduit à une augmentation de cette provision, non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006 et donnant donc lieu à constitution d'actifs dédiés, pour un montant de 2 657 millions d'euros au 30 juin 2024 ;
- concernant le combustible usé engagé à date à l'uranium issu du traitement (URE), il est dorénavant considéré dans le scénario industriel qu'il sera traité (en dilution de l'UNE usé) dans les usines existantes de La Hague (en lieu et place d'un entreposage de long terme suivi d'un stockage direct). Les provisions pour gestion des combustibles usés au titre du traitement ont augmenté de 333 millions d'euros, et les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs ont diminué de 120 millions d'euros.

A l'automne 2024, EDF et Orano ont proposé à l'instruction de la DGEC et de l'ASN un schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur ADF). Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, ce schéma prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (ADEC), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement.

Au 31 décembre 2024, cette proposition est toujours en cours d'instruction par les autorités compétentes. En cas de validation, le projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage Orano se substituera au projet PEC sous maîtrise d'ouvrage EDF.

Dans ce contexte, Orano a récemment démarré les travaux d'études APS sur le programme ADF, qui intègre le projet de nouvelles capacités d'entreposage, qui devraient être menés jusqu'à fin 2026. Les modalités de financement de ce programme ne sont pas arrêtées à date.

Compte tenu de ces éléments structurants restant à préciser, la meilleure estimation à date du montant à provisionner au titre de l'obligation d'entreposage des combustibles usés reste basée sur les hypothèses sous-jacentes mises à jour sur le premier semestre 2024.

Au total, les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés s'élèvent à 504 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 4 496 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX usés et du combustible de Creys-Malville (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Recyclage de l'Uranium de retraitement

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement, suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2ème trimestre 2018. Les premiers assemblages fabriqués à l'usine Framatome de Romans sur Isère ont été chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée, tranche qui a redémarré le 4 février 2024. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'Autorité de Sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion des combustibles usés (soit 485 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

Audit commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et devrait se conclure sur le premier trimestre 2025. À ce stade d'avancement, il n'est pas anticipé d'impacts significatifs sur les provisions pour gestion des combustibles usés au titre de cet audit.

15.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct, le cas échéant après entreposage longue durée, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2024	31/12/2023
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaines (ANDRA)	3 310	3 176
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	371	369
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	10 475	9 660
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**14 156**	**13 205**

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003 et géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Codolet, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus ou incinérés, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les Générateurs de Vapeur.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes règlementaires (décrets du Ministère de la Transition écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement du Technocentre, une installation de découpe et de fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement d'installations nucléaires. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5e Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs, la feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre a été envoyée à la DGEC début 2023. La saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet a été réalisée mi-janvier 2024. Le Débat Public, débuté en octobre 2024, se terminera en février 2025.

Évolutions 2023

En 2023, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions. Il est à noter qu'il a été notamment pris en compte les effets de la loi de finances 2024 qui prévoit l'introduction d'une taxe générale sur les activités polluantes pour favoriser le recyclage des déchets métalliques TFA et une baisse de la taxe INB sur les centres de stockage à compter de leur arrêt définitif, ce qui viendra modifier les coûts de stockage facturés par l'ANDRA.

Evolutions 2024

En 2024, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, notamment concernant les hypothèses de coûts de stockage des déchets TFA (sur la base du nouveau contrat en cours avec l'ANDRA), amenant à une augmentation des provisions de 56 millions d'euros.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en *sub-surface*.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Conformément à l'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi qu'au 5e PNGMDR[1], l'ANDRA a transmis en mars 2024 un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines et amenant à considérer d'autres options que le site de Vendeuvre-Soulaines pour stocker les déchets graphite. Ce dossier est en cours d'instruction par l'ASN.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets permettent d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA) sans attendre la mise en service d'un centre de stockage spécifique.

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2045, est donc un stockage au CSA. Pour ce graphite, la construction d'un entreposage temporaire sur Chinon associé à un stockage dans un centre spécifique FAVL a été pris en compte en risque.

Concernant les autres réacteurs, les provisions couvrent un stockage direct du graphite dans un stockage.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et, dans une moindre mesure, des déchets issus de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde. C'est l'objet du projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique).

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

À ce titre, l'ANDRA doit remettre en avril 2025 à la DGEC, à l'ASN et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier sera suivi d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo à l'horizon de septembre 2025.

À ce stade, les travaux sur ce dossier de chiffrage sont en cours et plusieurs points sont encore ouverts à discussion. L'estimation des effets cumulés des différents travaux et de leurs interactions nécessite de prendre en compte la vision globale telle qu'elle sera finalisée en 2025.

Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation génère une augmentation de la provision de 823 millions d'euros indépendamment du reste des travaux de chiffrage en cours.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 9 508 millions d'euros sont assises sur le coût du stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes, et de la caractérisation des déchets et comprennent, par ailleurs, l'entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, l'évacuation vers le stockage et le stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes.

Depuis 2016, les principaux jalons concernant le projet Cigéo ont été les suivants :

Le 11 janvier 2018, l'ASN a estimé que le projet avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'option de sûreté (DOS). Une revue de conception détaillée a été organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants. Il a rendu, fin 2020, un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA.

L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021. Elle a abouti à un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Les conclusions de la commission notaient que cette enquête publique avait « amené de nombreuses contributions du public, la plupart fort argumentées, la majorité en faveur du projet », et que Cigéo était « opportun, pertinent et robuste ».

En amont de l'enquête, la contre-expertise de l'évaluation socio-économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) avait donné lieu à un avis favorable « tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport ». Elle avait souligné que « le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires ».

L'Autorité environnementale, de son côté, avait souligné, dans son avis du 13 janvier 2021 le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Elle avait aussi émis une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique.

Le décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique Cigéo et a porté la mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays Barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute-Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse). Par ailleurs, le décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet Cigéo parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R. 102-3 du Code de l'urbanisme.

La remise du dossier de demande d'autorisation de création (DAC) a été effectuée le 17 janvier 2023.

À la suite de ce dépôt, le 22 juin 2023, l'ASN a considéré que le dossier de demande d'autorisation de création de Cigéo était recevable. La demande d'autorisation de création a également fait l'objet d'un avis de l'autorité environnementale en date du 27 juin 2024. Cette étape a permis de lancer le travail d'instruction technique du dossier, cadencée par trois réunions du Groupe Permanent (GP) : le GP1 (Groupe Permanent 1) s'est tenu en avril 2024, le GP2 s'est tenu en décembre 2024 et le GP3 est prévu mi-2025, pour un avis de l'ASN prévu en novembre 2025.

L'autorisation de création est visée pour fin 2027.

À date, le planning de référence de l'ANDRA prévoit d'abord une phase industrielle pilote et prend en compte une livraison des premiers déchets entre 2035 et 2040.

(1) Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs. Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au *Journal Officiel* du 10 décembre 2022.

Concernant le cas particulier du traitement des déchets bitumineux, l'ASN a demandé dans le cadre de l'instruction du DOS que, pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, la DGEC a mandaté un groupe d'experts pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes. Il a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation). Toutefois, il souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est en cours sur ce sujet.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). À fin 2024, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 968 millions d'euros.

ICEDA, implanté sur le site du Bugey, est l'installation dédiée au conditionnement et à l'entreposage des déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion des combustibles) et de la déconstruction des centrales. L'installation a été mise en service en 2020 et a conditionné ses premiers déchets en 2021.

Depuis 2021, ICEDA a conditionné l'ensemble des déchets activés de démantèlement de Chooz A et les premiers déchets d'exploitation de Fessenheim.

En 2024, l'ASN a autorisé la modification des caractéristiques réglementaires des déchets autorisés à entrer dans l'installation pour y être conditionnés. Cette modification permet à ICEDA d'être autorisée à conditionner 100% des déchets pour lesquels l'installation a été conçue. L'autorisation de conditionnement prenant en compte ces nouvelles limites est attendue pour début 2025.

Enfin, à la suite de l'arrêt définitif des deux tranches de la centrale de Fessenheim, EDF a déposé une demande de modification du Décret d'Autorisation de Création d'ICEDA afin de permettre à ICEDA de conditionner les déchets de démantèlement de Fessenheim. Le décret modifié est attendu en 2025.

15.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L.593-20 à L.593-25 et réglementaires des articles R.593-65 à R.593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée : depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix, la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT) et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint-Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	-	(10)	594	(76)	13 510
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	399	(264)	159	-	5 711
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**18 419**	**399**	**(274)**	**753**	**(76)**	**19 221**

Les « autres mouvements » sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation (provisions adossées à des actifs) comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2024 ainsi que la comptabilisation de la provision pour déconstruction relative à Flamanville 3 pour 235 millions d'euros suite à la première divergence du réacteur en septembre 2024.

Les « diminutions » correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2024. Les « augmentations » correspondent aux conséquences de la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées (principalement au titre des sujets de traitement des matières dangereuses et de l'obsolescence, tels que précisés ci-dessous) concernant en conséquence des provisions non adossées à des actifs.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation (concernant Flamanville 3, voir paragraphe « évolutions 2024 »).

Historique des évaluations des provisions et Audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW), et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration avait également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc. En 2021, le coût de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site, qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec deux, quatre et dans un cas, six réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 9 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis Parc REP en exploitation qui n'en prendrait pas en compte. Ces effets varient selon les paliers, les effets étant d'autant plus importants que le nombre de tranches d'un palier (effet de série) et celui de tranches par site (effet mutualisation) est élevé, ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (effets de série et de mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur le planning, sur les effets de série, de mutualisation, sur les coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Depuis fin 2023, les conséquences financières de ces risques sont basées sur une valorisation d'un registre des risques identifiés en intégrant l'impact planning (sur base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) en lieu et place d'une évaluation *via* une majoration forfaitaire, pratiquée auparavant.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 19,4 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation (34,1 % pour le devis de la référence Fessenheim).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une inter-comparaison internationale en prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Évolutions 2023

En 2023, le devis à fait l'objet d'une revue annuelle, en prenant en compte des évolutions méthodologiques ainsi que des éléments de retour d'expérience de Fessenheim dont principalement :

- des évolutions méthodologiques (appliquées également aux provisions pour déconstruction des centrales arrêtées et gestion à long terme des déchets radioactifs) sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, une première prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement ainsi que la finalisation de la mise en œuvre de la méthodologie d'estimation analytique des incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction des centrales arrêtées ;
- la prise en compte d'une hypothèse de début de démantèlement par paires de tranches (contre auparavant une hypothèse de début indépendante pour chaque tranche) pour le palier 900 MW, suite au retour d'expérience de la préparation au démantèlement de Fessenheim ;
- une mise à jour des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) en prenant notamment en compte en référence la dernière vision des coûts sur le site de Fessenheim ;
- la prise en compte d'un registre de risques identifiés sur le parc REP (contre une évaluation forfaitaire des risques auparavant), en appliquant les méthodes de valorisation utilisées pour les autres centrales en démantèlement (sur la base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) ;
- une mise à jour des coefficients d'extrapolation (transposition et mutualisation) sur les coûts d'achats d'exploitation, basés sur les données historiques du parc en exploitation.

Pris dans leur ensemble, les éléments ci-dessus de cette révision annuelle ont eu un impact non significatif sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation.

Évolutions 2024

Le devis de déconstruction des 56 tranches nucléaires en exploitation a fait l'objet d'une révision annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros$_{2024}$) s'élève à environ 0,67 milliard d'euros pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,42 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

Par ailleurs, concernant Flamanville 3, après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur réalisé en mai 2024, EDF a procédé à la première divergence du réacteur (après accord de l'ASN) le 3 septembre 2024, c'est-à-dire au démarrage du processus de réaction en chaîne. Cette première divergence implique, dans les états financiers consolidés du Groupe, la comptabilisation des provisions relatives à Flamanville 3, pour un montant de 235 millions d'euros au titre de la déconstruction. L'évaluation est basée sur une transposition du coût de référence de la tête de série 900 MW, adaptée à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans).

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt, représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) au Bugey, à Saint-Laurent et à Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2^{e} génération).

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plate-forme de téléopération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

De 2016 à 2022 :

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des Commissaires de l'ASN le 29 mars 2016, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN, de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernaient la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernaient la provision Gestion à Long Terme des Déchets Radioactifs (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020 n'ont pas remis en cause les principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

Par ailleurs, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du Ministère de la Transition Écologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de son inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique des risques et incertitudes planning (appliquée à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation de provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Évolutions 2023

En 2023, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a pris en compte notamment des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, la prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage) ainsi que la généralisation de l'application de la méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction en cours. L'ensemble de ces derniers éléments ont amené à une augmentation des provisions de 182 millions d'euros.

Il convient de noter par ailleurs une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 41 millions d'euros, au titre des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) suite à la mise à jour de l'estimation de ces coûts.

Évolutions 2024

En 2024, dans le cadre des travaux méthodologiques, ont été approfondis les deux sujets transverses suivants :

- le traitement des matières dangereuses (amiante, plomb…) avec le lancement d'un plan d'actions pluriannuel visant à consolider les inventaires amiante et plomb sur les sites, à renforcer la maîtrise du risque matières dangereuses et à évaluer les surcoûts de la gestion de ces matières dangereuses et les potentiels impacts planning. Cela a conduit à une augmentation des provisions de 229 millions d'euros (dont 70 millions d'euros pour la prise en compte des conséquences sur Fessenheim des évolutions règlementaires récentes relatives aux peintures amiantées) ; À noter qu'au titre des peintures amiantées, concernant les centrales en exploitation, les quelques repérages positifs récents ne permettent pas d'établir si l'amiante est localisée et circonscrite à un matériel particulier, auquel cas elle pourra faire l'objet d'un traitement ad hoc sans surcoût significatif, ou si elle est présente avec le même caractère diffus que dans les peintures des matériels de certains bâtiments de Fessenheim. Davantage de diagnostics sont nécessaires pour caractériser ces installations. À ce titre, un plan d'actions est prévu à partir de 2025 pour collecter les informations disponibles dans le système d'information, et établir un programme de caractérisation, en priorité sur les gros composants peints dimensionnants pour le démantèlement, ensuite élargi à d'autres équipements électromécaniques. Ce programme de caractérisation prendra en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostiqueurs.
- le traitement de l'obsolescence avec une étude détaillée à la suite des travaux menés en 2023 sur les systèmes les plus à risques. Cette étude a été conduite à partir d'une analyse des systèmes de Saint Laurent A extrapolée à l'ensemble des sites arrêtés, et a conduit à une augmentation des provisions de 108 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

	31/12/2024	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	334	294
Réacteur à eau pressurisée REP - Fessenheim[1]	1 161	971
Réacteurs Uranium Naturel - Graphite - Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 348	3 258
Réacteur à eau lourde - Brennilis	444	381
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium - Superphénix à Creys Malville	690	604

(1) Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme le bâtiment pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 1,1 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens téléopérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7,6 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,3 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Après des difficultés rencontrées sur le chantier jusqu'en 2022 (impact de la crise sanitaire, indisponibilités du pont de manutention), celui-ci a progressé significativement en 2023 et 2024 avec la vidange de la piscine après découpe des structures internes de la cuve, la découpe des tubulures des tuyauteries primaires, préalable à la levée de la cuve, et la rénovation du pont de manutention de la caverne réacteur. La fin du chantier de démantèlement de la cuve est calée en 2027. Par ailleurs, un accord de collaboration a été signé avec le CNRS le 7 septembre 2022 pour la réutilisation des cavernes à des fins de recherche fondamentale sur les neutrinos ;
- Fessenheim : les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique.

À fin 2024, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel. Avec notamment :

> la totalité du combustible usé qui a été évacuée du site vers la Hague;

> une opération de décontamination des circuits primaires de grande ampleur (Full System Décontamination : FSD) qui a été réalisée avec succès sur les 2 réacteurs et s'est terminée en juin 2023 ;

> le traitement des parties supérieures des générateurs de vapeur (GV) usés (GV issus de leur remplacement réalisé lors de l'exploitation des unités 1 & 2) qui a été réalisé en Suède et l'accord multilatéral des autorités de sûreté des pays traversés par le transport des parties Inférieures de ces GV usés vers la Suède (France, Belgique, Allemagne, Pays-Bas et Suède) qui est en cours d'obtention.

> les travaux de démantèlement électromécanique de la salle des machines, en vue de sa reconfiguration en installation de découplage et de transit des déchets radioactifs.

Concernant le décret prescrivant les opérations de démantèlement, dont l'obtention marquera le début de la phase de démantèlement, d'importantes étapes ont été franchies, notamment : le dépôt du dossier de demande de démantèlement de la centrale en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'ASN, la tenue du GP (Groupe Permanent) le 22 juin 2023, l'enquête publique (du 25 mars au 30 avril 2024) suite à laquelle la commission d'enquête et la préfecture ont rendu un avis favorable.

Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue mi-2025 et sa prise d'effet début 2026 après accord de l'ASN sur les règles générales d'exploitation (RGE) applicables en démantèlement ;

- Réacteurs graphites Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. Suite à la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. Une mise à jour de l'ensemble de ces dossiers a été envoyée par EDF en février 2024 en réponse aux demandes émises par la MSNR (Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection) dans le cadre de l'analyse de recevabilité. L'enclenchement de l'instruction de ces dossiers par l'ASN et l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire) a eu lieu le 25 novembre 2024 en vue d'un Groupe Permanent prévu en mars 2026. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 - est prévue en 2034 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2044 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2040). Cet état de configuration sécurisée vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;
- Superphénix : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible vers le bâtiment se trouvant sur site (APEC), démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve. Après l'extraction des bouchons assurant le confinement de la cuve du réacteur, la mise en place de la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) et la mise en service de l'atelier robotisé, les découpes des internes de cuve ont démarré en 2024. Fin 2024, le faux sommier (première partie des internes de cuve) a été extrait de la cuve, découpé et conditionné en colis de déchets. La seconde partie, le sommier (dernière pièce massive à retirer de l'intérieur de la cuve) sera extrait pour être découpé à son tour au premier trimestre 2025. En parallèle les travaux à l'intérieur du bâtiment réacteur se sont poursuivis avec notamment en 2024 la fin du démantèlement du bouchon couvercle cœur et le début des travaux de démantèlement du puit de cuve et de la cuve de sécurité. La fin du démantèlement du réacteur Superphénix est planifiée à horizon 2034.
- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Le 26 septembre 2023, la centrale de Brennilis a obtenu son décret de « démantèlement complet », dont l'entrée en vigueur a été marquée notamment en juin 2024 par l'approbation des nouvelles règles générales d'exploitation par l'ASN et en novembre 2024 par l'obtention de la dernière autorisation ASN relatives aux nouvelles modalités de rejets et de prélèvements d'eau, ce qui permet d'engager le démantèlement du bloc réacteur, la démolition de l'enceinte et la réhabilitation du site attendue en 2041.

15.1.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible et d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion des combustibles usés et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement d'une tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision (voir note 21.1).

En 2023, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 103 millions d'euros afin de tenir compte de la mise à jour des coûts des opérations de traitement du combustible usé.

En 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant de 22 millions d'euros relatifs au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) - avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans -, à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,22 % pour 2024. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2024 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,3 % ; 3,6 %] ([2,2 % ; 3 %] à fin 2023) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,4 % ; 3,6 %] ([3 % ; 3,2 %] à fin 2023) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,22 % (3,35 % à fin 2023) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond règlementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de références à des *spreads* d'obligations d'entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations « *Investment Grade* » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Sur la base de ce calcul et en tenant compte de la forte volatilité des taux des OAT à fin 2024, dont il est attendu une baisse, ainsi que de celle des taux, courant 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2024 (4,5 % au 31 décembre 2023), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (2,0 % au 31 décembre 2023), soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2024 (2,5 % au 31 décembre 2023).

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond règlementaire. Selon l'article D594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir de la référence UFR, s'établit à 2,72 % au 31 décembre 2024 (2,85 % au 31 décembre 2023).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2024 en application des modalités de calcul présentées ci-avant est de 2,6 %.

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	24 849	16 211	18 998	12 657
dont non liée au cycle d'exploitation	*7 794*	*4 496*	*3 658*	*1 760*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	40 405	14 156	38 467	13 205
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**65 254**	**30 367**	**57 465**	**25 862**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 154	13 510	23 335	13 002
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 313	5 711	8 832	5 417
Derniers cœurs	5 167	2 995	4 668	2 720
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**39 634**	**22 216**	**36 835**	**21 139**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006	**-**	**52 583**	**-**	**47 001**

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

	31/12/2024		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
(en millions d'euros)	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans[(1)]	Total
Gestion des combustibles usés	12 589	12 260	24 849
dont non lié au cycle d'exploitation	*2 977*	*4 817*	*7 794*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 548	33 857	40 405
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**19 137**	**46 117**	**65 254**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	623	24 531	25 154
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 854	5 459	9 313
Derniers cœurs	1 146	4 021	5 167
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**5 623**	**34 011**	**39 634**

(1) Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 24 % et à 45 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 37 % et à 93 % pour la déconstruction.

En complément, le tableau ci-dessous fournit pour EDF l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

Pour l'exercice 2024 :

		Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	+ 20 points de base	- 20 points de base	+ 20 points de base	- 20 points de base
Aval du cycle nucléaire :					
• gestion des combustibles usés	17 449	(314)	332	269	(285)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	(712)	795	543	(613)
Déconstruction et derniers cœurs :					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	(588)	621	-	-
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	(164)	175	164	(175)
• derniers cœurs	2 995	(97)	103	-	-
TOTAL	**53 821**	**(1 875)**	**2 026**	**976**	**(1 073)**
dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	*38 507*	*(1 636)*	*1 777*	*833*	*(924)*

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de + 10/- 10 points de base est de (956)/993 millions d'euros dont 499/(523) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

15.1.2 Actifs dédiés d'EDF

15.1.2.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution des actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, modifiés par le décret du 22 novembre 2023 et complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020.

Depuis le décret du 1er juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret fixe le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans.

15.1.2.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenus par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobiliers, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA EDF Invest.

L'allocation stratégique validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 29 juin 2018, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 29 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 41 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles seront atteintes progressivement.

EDF Invest gère les actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, une partie des actifs de croissance et des actifs de taux au sein des actifs dédiés.

Au total, au 31 décembre 2024, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 10 839 millions d'euros, dont 9 485 millions d'euros d'actifs de rendement.

Actifs de rendement

Les actifs de rendement sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés soit en direct, soit en gestion déléguée *via* des fonds d'investissement.

Les actifs de rendement incluent notamment :

- les participations du Groupe dans CTE, Madrileña Red de Gas (MRG), Aéroports de la Côte d'Azur, Fjord1, Orange Concessions, Optimus Tower, Energy Assets Group, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis, Nordic Logistics, Parcolog Invest, Encore+ Bergère), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Teréga, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Géosel, Norlys Fiber, Databank, des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de sicav ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France. Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) sont détenus par EDF et ne sont pas consolidés, EDF n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds et n'apportant pas de soutien financier.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 17 802 millions d'euros au 31 décembre 2024 (14 579 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces FCPR sont constitués principalement de 20 fonds cotés pour 16 341 millions d'euros (au 31 décembre 2023, 18 FCPR cotés pour 13 298 millions d'euros).

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2024

L'année 2024 a été marquée pour la deuxième année consécutive par une forte performance des marchés actions, notamment américains. La croissance économique aux États-Unis a surpris par sa vigueur tout au long de l'année et l'environnement économique est resté particulièrement bien orienté, toujours porté par les services en général et les investissements dans l'intelligence artificielle. Le résultat des élections présidentielles américaines a eu des effets positifs sur les marchés en fin d'année 2024 (attentes de baisse des impôts, déréglementation), malgré les effets potentiellement défavorables sur l'inflation, et la faible visibilité que cela entraîne sur l'évolution de la politique monétaire de la Fed. À l'inverse, la croissance économique est restée atone en Europe.

La divergence économique États-Unis/Europe s'est particulièrement reflétée dans la performance en 2024, avec une nette surperformance des actions américaines. Il en résulte une concentration accrue des indices sur les actions américaines, sur le secteur de la technologie et sur certains noms spécifiques (Magnificent Seven).

Le portefeuille actions cotées a progressé de 21,67 % en 2024. Dans le détail, la performance nette en euro s'est élevée à 26,93 % sur les actions d'Amérique du Nord, 6,58% en Europe, 19,78 % au Japon et 15,08 % dans les pays émergents.

Les obligations cotées ont progressé de 4,30 % en 2024. Le portefeuille a bénéficié de la gestion tactique de la sensibilité taux, ainsi que des bonnes performances du crédit en général. Le portefeuille obligataire Souverain a enregistré une performance de 2,48%, le portefeuille d'obligations indexées sur l'inflation de 0,37 %, le portefeuille Crédit EUR investment grade de 5,99 %, et le crédit high yield court terme de 5,02 %.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2024 dans le résultat financier à hauteur de +2 998 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de +2 220 millions d'euros en 2023. De même, des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2024 en OCI à hauteur de +164 millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de +431 millions d'euros en 2023.

En 2024, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés *via* des prises de participation minoritaires dans les infrastructures, l'immobilier (logistique, bureaux) et les fonds d'investissement de *private equity* et de *private debt*.

Au premier semestre 2024, EDF Invest a finalisé l'acquisition à hauteur de 50 % d'entrepôts logistiques situés en Suède (Nordic Logistic), et, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1. Au second semestre 2024, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans Parcolog Invest, un portefeuille d'entrepôts logistiques situés en France, acquis 49 % des titres d'une SCI détenant des actifs de bureau à Paris IXème arrondissement et pris une participation de 40,1 % dans un consortium qui a pris le contrôle de l'opérateur de tours télécoms OnTower en Autriche, renommé Optimus Tower.

Des retraits pour un montant de 527 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2024 (465 millions d'euros en 2023).

15.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

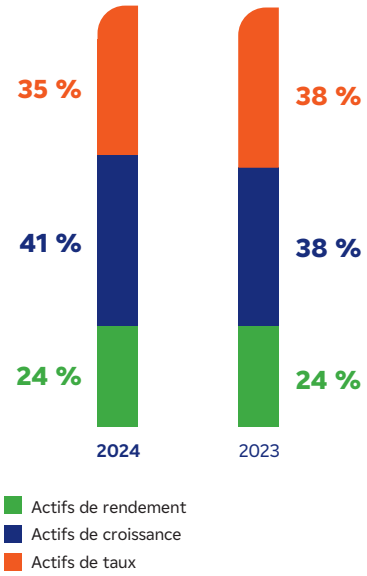
		31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
ACTIFS DE RENDEMENT (EDF Invest)[1]		**6 877**	**9 485**	**6 196**	**8 657**
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées[2]	4 534	7 135	3 834	6 287
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets[3]	2 354	2 361	2 359	2 367
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(11)	(11)	3	3
ACTIFS DE CROISSANCE		**16 633**	**16 633**	**14 036**	**14 036**
Actions cotées	Titres de dettes	15 995	15 995	13 392	13 392
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	699	699	589	589
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(61)	(61)	55	55
ACTIFS DE TAUX		**14 202**	**14 202**	**14 192**	**14 192**
Obligations et TCN cotés	Titres de dettes	13 172	13 172	12 488	12 488
Fonds de dette à haut rendement non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	260	260	236	236
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	395	395	363	363
Trésorerie	Titres de dettes	365	365	1 104	1 104
Dérivés	Juste valeur des dérivés	10	10	1	1
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS		**37 712**	**40 320**	**34 424**	**36 885**

(1) Dont participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE (cf. note 12). La valeur de réalisation des entités EDF Invest présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 2 235 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2024 et en 2023 est la suivante (en valeur de réalisation) :



15.1.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Provisions pour gestion des combustibles usés - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 496	1 760
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	13 205
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	18 419
Provisions pour derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	634	605
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**38 507**	**33 989**
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	**40 320**	**36 885**
TAUX DE COUVERTURE RÈGLEMENTAIRE	**104,7 %**	**108,5 %**

Au 31 décembre 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 104,7 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2024.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %, (également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation). Aucune dotation n'avait été réalisée en 2023.

15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des engagements nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 17 478 millions d'euros au 31 décembre 2024 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique, pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « actifs financiers » (voir note 18.1.3) et s'élèvent à 16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024 (13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	1 238	16	(135)	65	59	22	1 265
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	406	-	-	22	21	71	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 173	2	-	64	61	146	1 446
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**2 817**	**18**	**(135)**	**151**	**141**	**239**	**3 231**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 277	-	(724)	554	538	2 233	12 878
Provisions pour derniers cœurs	1 271	-	-	66	62	(30)	1 369
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**11 548**	**-**	**(724)**	**620**	**600**	**2 203**	**14 247**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**14 365**	**18**	**(859)**	**771**	**741**	**2 442**	**17 478**

Les « autres mouvements » comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique ainsi que la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'explique principalement par :

- une mise à jour de l'estimation des coûts pour 3 440 millions euros réalisée dans le cadre de l'*Integrated Plan 25* (IP 25), approuvée par la NLA (Non-Nuclear Liabilities Assurance team) en décembre 2024. Cette mise à jour est principalement due à une combinaison : d'augmentations des coûts de fin de cycle des AGR (connus sous le nom de passifs non contractuels), suite à l'engagement de Sellafield dans un groupe de travail conjoint ; d'augmentations des coûts de déconstruction d'AGR en raison d'hypothèses mises à jour concernant la durée de la phase d'entretien et maintenance préalables (survenant suite aux travaux initiaux sur le plan de réalisation du site de Hunterston B) ; et d'une mise à jour des besoins prévus en personel (équivalent temps plein) pour réaliser la déconstruction des AGR, ainsi que des augmentations des coûts opérationnels, des coûts de personnel et des prévisions des coûts centraux résultant de la pression inflationniste ;
- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 30 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (825) millions d'euros ;
- les nouvelles hypothèses (comme annoncé par le Groupe en décembre 2024) de fermeture des centrales AGR Heysham 1 et Hartlepool, planifiée en 2027 (précédemment en 2026), et de fermeture des centrales AGR de Heysham 2 et Torness planifiée en 2030 (précédemment en 2028) conduisant à une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction, de (366) millions d'euros.

15.2.1 Cadre règlementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des « Accords de restructuration ». Ces accords ont été conclus par British Energy le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser sa situation financière. Ces accords ont été modifiés et actualisés le 5 janvier 2009 dans le cadre de l'acquisition de British Energy Limited par le Groupe. Le 1er juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substituée à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires, qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 67 millions d'euros au 31 décembre 2024 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion des combustibles usés AGR et du déchet radioactif associé provenant de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, après le 15 janvier 2005, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks.

Le 23 juin 2021, EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée sous responsabilité d'EDF Energy, seront transférées à la NDA qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Ces accords amendés n'ont pas d'effet dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2024.

Chaque année, les estimations des coûts qui constituent la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, sont mises à jour au travers d'un « *Integrated Plan* » (IP). Cet *Integrated Plan* est soumis à l'approbation de la NLA (*Non-Nuclear Liabilities Assurance team*). L'IP24 et l'IP25 ont été approuvés par la NLA respectivement en décembre 2023 et en décembre 2024.

L'estimation des couts de l'IP25 constitue la base d'évaluation des provisions d'EDEF Energy au titre de l'Aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, en prenant en compte par ailleurs des allongements annoncés de durée d'amortissement des centrales AGR, et de l'hypothèse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B.

15.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des centrales AGR est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les règlementations existant au Royaume-Uni approuvées par la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA). Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, à défaut, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période[1]	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période[1]	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	4 173	1 265	3 790	1 238
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	3 086	520	2 071	406
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 780	1 446	5 784	1 173
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**15 039**	**3 231**	**11 645**	**2 817**

(1) Les montants des charges aux conditions économiques de fin de période incluent la gestion des combustibles usés et déchets associés de l'ensemble des combustibles usés sur la durée d'exploitation des réacteurs (y compris futurs combustibles chargés en réacteur pour Sizewell B uniquement) ; les provisions sont quant à elles assises sur le combustible engagé à date.

15.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues, qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour.

Comme indiqué ci-dessus, les Accords de restructuration mis à jour en juin 2021 prévoient que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

La signature de ces accords n'entraîne pas de conséquences comptables immédiates sur les provisions pour déconstruction, ni sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

	31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	**27 273**	**12 809**	**20 459**	**10 195**

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Les modalités de calcul du taux d'actualisation sont les suivantes :

- comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux UK *gilt* de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*), à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions ;
- l'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

En conséquence, le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 3,4 % au 31 décembre 2024 (3,1 % au 31 décembre 2023).

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour aval du cycle nucléaire	364	10	-	5	-	379
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	596	1	(2)	15	(11)	599
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**960**	**11**	**(2)**	**20**	**(11)**	**978**

En Belgique, la loi du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celle des fonds permettant de les couvrir. À ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des provisions s'élevant à 352 millions d'euros au 31 décembre 2024 (352 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.1.3) pour 354 millions d'euros au 31 décembre 2024 (298 millions d'euros au 31 décembre 2023). Cette créance, qui correspond à la juste valeur de la quote-part de fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus, est, dans les comptes de Luminus, actualisée au même taux réel que les obligations qu'elle financera.

Les autres provisions liées à la production nucléaire en Belgique correspondent à des provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

Au 31 décembre 2023, les provisions nucléaires en Belgique avaient pris en compte une augmentation de 367 millions d'euros traduisant principalement les effets pour Luminus et EDF Belgium de l'accord définitif signé par ENGIE avec l'État belge le 13 décembre 2023 sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires d'une part (fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires) et sur la prolongation des réacteurs de Tihange 3 et Doel 4 d'autre part.

Le 19 avril 2024, la Chambre des Représentants en Belgique a approuvé les projets de loi qui permettront la prolongation des réacteurs de Doel 4 et Tihange 3. L'approbation de la Commission Européenne (enquête en cours) sur cet accord est en attente.

Note 16 Provisions pour avantages du personnel

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

MODE DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIÉS AU PERSONNEL

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
  - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
  - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
  - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
  - les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;

- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
  - > les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
  - > l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Entités françaises relevant du statut des IEG

Les entités qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles un grand nombre de salariés bénéficie du statut des IEG, incluant le bénéfice d'avantages statutaires, dont, pour les salariés embauchés avant le 1er septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

Les engagements relatifs au régime spécial de retraite des IEG

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005 (loi du 9 août 2004), des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre du régime de retraite des IEG comprennent :

- les droits spécifiques des salariés statutaires des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les salariés statutaires à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

La loi du 14 avril 2023, portant la réforme des retraites, a prévu l'affiliation au régime général de vieillesse (CNAV, AGIRC-ARRCO) pour les salariés statutaires recrutés à compter du 1er septembre 2023. Ainsi, pour ces salariés, le financement du régime de retraite relève des règles de financement du régime général de vieillesse, mais ils continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux,...).

Les engagements liés au maintien des avantages sociaux aux pensionnés statutaires du régime spécial des IEG et du régime général de vieillesse

Tous les pensionnés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient d'avantages sociaux associés au statut des IEG, notamment :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les pensionnés du régime spécial des IEG et ceux du régime général de retraite bénéficient des mêmes avantages en nature que les salariés statutaires actifs. Ils disposent dans ce cadre de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux salariés statutaires des groupes EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux salariés statutaires ou à leurs ayants droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production et des taxes). À cet élément, s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE. En effet, en vertu des accords signés avec ENGIE en 1951, EDF fournit de l'électricité à l'ensemble de la population active et retraitée d'EDF et d'ENGIE et réciproquement, ENGIE fournit du gaz à la même population ; en conséquence de ces accords, EDF prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux salariés statutaires d'EDF résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises ;
- les avantages familiaux et l'aide aux frais d'études : les pensionnés du régime spécial des IEG et du régime général de retraite bénéficient des mêmes droits que les salariés statutaires ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un pensionné statutaire, quel que soit son régime de retraite, en inactivité (Article 24, § 3 du statut national). Il est versé aux ayants droits prioritaires des pensionnés décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

Les engagements liés au départ à la retraite des salariés statutaires des IEG

Tous les salariés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient des avantages sociaux suivants dans le cadre de leur départ à la retraite :

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, qui deviennent bénéficiaires d'une pension de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la période d'activité du salarié. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, pouvant prétendre à une pension de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ à la retraite, bénéficient au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

Les engagements liés à la reconnaissance de l'exposition à des facteurs de pénibilité des salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite

Le statut prévoit des modalités d'anticipation de départ à la retraite pour les salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite des IEG lorsqu'ils sont exposés à des critères de pénibilité. Les salariés embauchés avant le 1er janvier 2009 bénéficient de bonifications de leur durée d'assurance pour le calcul de leur pension. Et les salariés embauchés à partir du 1er janvier 2009 bénéficient de l'attribution de jours de congés placés dans un compte épargne jours retraite (CEJR).

EDF Energy

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, les trois plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy (BEGG (*British Energy Generation Group*), EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*) et EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*)) ont été fermés à compter du 31 décembre 2021 et remplacés par un régime à cotisations définies appelé « *myRetirement Plan* ». Cependant, les droits acquis dans ces régimes jusqu'à leur date de fermeture perdurent et les engagements correspondants sont mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne sont plus sensibles aux nouveaux entrants, ni à l'évolution des salaires. En parallèle, ces plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « *EDF Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS)* » (EDFG).

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Provisions pour avantages du personnel - part courante	778	665
Provisions pour avantages du personnel - part non courante	17 284	15 895
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**18 062**	**16 560**

16.1.1 Variation de la provision par zone géographique : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2023	**26 187**	**6 913**	**822**	**33 922**
Charge nette de l'exercice 2024	1 500	294	65	1 859
Écarts actuariels	1 252	(1 145)	(5)	102
Cotisations salariales	-	1	1	2
Prestations versées	(1 190)	(317)	(45)	(1 552)
Écarts de conversion	-	308	-	308
Mouvements de périmètre	-	-	51	51
Autres variations	-	-	-	-
ENGAGEMENTS AU 31/12/2024	**27 749**	**6 054**	**889**	**34 692**

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2023	**(10 001)**	**(7 033)**	**(470)**	**(17 504)**
Charge nette de l'exercice 2024	(332)	(319)	(17)	(668)
Écarts actuariels	(191)	846	(33)	622
Cotisations versées aux fonds	-	(72)	(34)	(106)
Cotisations salariales	-	4	(1)	3
Prestations versées	431	317	14	762
Écarts de conversion	-	(322)	-	(322)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Autres variations	-	-	28	28
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2024	**(10 093)**	**(6 579)**	**(513)**	**(17 185)**

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2023 [2]	**16 186**	**(120)**	**352**	**16 418**
Charge nette de l'exercice 2024	1 168	(25)	48	1 191
Écarts actuariels	1 061	(299)	(38)	724
Cotisations versées aux fonds	-	(72)	(34)	(106)
Cotisations salariales	-	5	-	5
Prestations versées	(759)	-	(31)	(790)
Écarts de conversion	-	(14)	-	(14)
Mouvement de périmètre	-	-	51	51
Autres variations	-	-	28	28
PASSIF NET AU 31/12/2024	**17 656**	**(525)**	**376**	**17 507**
dont provisions pour avantages du personnel				*18 062*
dont actifs financiers non courants				*(555)*

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2).

(2) Le passif net au 31 décembre 2023 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 16 560 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (142) millions d'euros soit un passif net de 16 418 millions d'euros.

Écarts actuariels sur engagements

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2024 s'élèvent à 102 millions d'euros :

- dont 1 252 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation des écarts d'expérience pour 1 694 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour (446) millions d'euros, et
- dont (1 145) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (1 015) millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour (14) millions d'euros et aux écarts d'expérience pour (116) millions d'euros (voir note 16.1.3).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2023 s'élevaient à (9) millions d'euros :

- dont (509) millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour 2 037 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour (1 165) millions d'euros,
  - la variation des écarts d'expérience pour (1 382) millions d'euros ; et
- dont 470 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour 306 millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour (119) millions d'euros et aux écarts d'expérience pour 284 millions d'euros (voir note 16.1.3).

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2024

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2024 s'élèvent à 622 millions d'euros contribuant à la hausse des provisions. Ils résultent principalement, pour 846 millions d'euros au Royaume-Uni, d'un rendement des actifs de couverture, principalement obligataires, plus faible que le taux d'actualisation en raison de la hausse des taux d'intérêt en 2024, et d'une baisse de 191 millions d'euros en France en raison d'une surperformance de +1,8% au-delà du taux d'actualisation due en particulier à la bonne performance des marchés actions.

Passif net au 31 décembre 2024

Le passif net au 31 décembre 2024 s'élève à 17 507 millions d'euros :

- dont 17 656 millions d'euros en France ;
- dont (525) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG pour un montant global de 540 millions d'euros contre 134 millions d'euros au 31 décembre 2023. Ce surplus, dont la hausse est principalement due à la hausse des taux souverains du Royaume-Uni par rapport à leur niveau de fin 2023, est comptabilisée à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

	France		Royaume-Uni	
(en %)	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Taux d'actualisation / taux de rendement des actifs[1]	3,40 %	3,40 %	5,55 %	4,50 %
Taux d'inflation	1,90 %	2,00 %	2,95 %	2,90 %
Taux d'augmentation des salaires[2]	2,90 %	3,10 %	2,85 %	2,75 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement réel des actifs est comptabilisée en écarts actuariels en capitaux propres.

(2) Taux moyen d'inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durations.

Pour la France, l'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 3,40 % au 31 décembre 2024 (stable par rapport au 31 décembre 2023).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation. Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 1,90 % au 31 décembre 2024 (2,00 % au 31 décembre 2023).

Les lois de salaires projetées à partir de 2024 sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements est basée sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

	31/12/2024	
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'actualisation	(1 128) / 1 210	(226) / 236
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'inflation	1 176 / (1 100)	180 / (191)
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 176 / (1 105)	n.a.

n.a. : non applicable.

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

	2024			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(475)	(14)	(37)	(526)
Coût des services passés	-	31	-	31
Écarts actuariels - avantages à long terme	(138)	-	1	(137)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(613)**	**17**	**(36)**	**(632)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(887)	(311)	(29)	(1 227)
Produit sur les actifs de couverture	332	319	17	668
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(555)**	**8**	**(12)**	**(559)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 168)**	**25**	**(48)**	**(1 191)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(1 252)	1 145	5	(102)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	191	(846)	33	(622)
Écarts actuariels	**(1 061)**	**299**	**38**	**(724)**
Écarts de conversion	**-**	**14**	**-**	**14**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(1 061)**	**313**	**38**	**(710)**

	2023			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(402)	(16)	(18)	(436)
Coût des services passés	(338)	92	(5)	(251)
Écarts actuariels - avantages à long terme	(102)	-	-	(102)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(842)**	**76**	**(23)**	**(789)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 008)	(298)	(31)	(1 337)
Produit sur les actifs de couverture	357	336	15	708
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(651)**	**38**	**(16)**	**(629)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 493)**	**114**	**(39)**	**(1 418)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	509	(470)	(30)	9
Écarts actuariels sur actifs de couverture	652	(259)	11	404
Écarts actuariels	**1 161**	**(729)**	**(19)**	**413**
Écarts de conversion	**-**	**19**	**(6)**	**13**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**1 161**	**(710)**	**(25)**	**426**

Les écarts actuariels sur engagements générés en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	2024	2023
Variation liée aux écarts d'expérience	(1 848)	1 308
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières[1]	458	(901)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**(1 390)**	**407**
dont écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	*(1 252)*	*509*
dont écarts actuariels sur autres avantages à long terme	*(138)*	*(102)*

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

16.2 France (Activités de production et commercialisation et Activités régulées)

Les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 4.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

16.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Participants en activité	13 078	12 673
Retraités	14 671	13 514
TOTAL ENGAGEMENTS	**27 749**	**26 187**

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2024 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	20 190	(9 432)[1]	10 758
Avantage en nature énergie	3 864	-	3 864
Indemnités de fin de carrière	794	(645)	149
Autres	1 381	(16)	1 365
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2024	**26 229**	**(10 093)**	**16 136**
Rentes ATMP et Invalidité	1 270	-	1 270
Médailles du travail	225	-	225
Autres	25	-	25
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2024	**1 520**	**-**	**1 520**
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2024	**27 749**	**(10 093)**	**17 656**

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2024).

Au 31 décembre 2023 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	19 667	(9 367)[1]	10 300
Avantage en nature énergie	2 968	-	2 968
Indemnités de fin de carrière	781	(619)	162
Autres	1 311	(15)	1 296
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2023	**24 727**	**(10 001)**	**14 726**
Rentes ATMP et Invalidité	1 214	-	1 214
Médailles du travail	221	-	221
Autres	25	-	25
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2023	**1 460**	**-**	**1 460**
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2023	**26 187**	**(10 001)**	**16 186**

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2023).

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 10 093 millions d'euros au 31 décembre 2024 (10 001 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 65 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 33 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales ;
- 2 % dans des investissements immobiliers.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
ACTIFS DE COUVERTURE	**10 093**	**10 001**
Actifs pour régime spécial de retraite	**9 432**	**9 367**
dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	*65 %*	*67 %*
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	*33 %*	*31 %*
Biens immobiliers	*2 %*	*2 %*
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**645**	**619**
dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	*58 %*	*59 %*
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	*42 %*	*41 %*
Autres actifs de couverture	**16**	**15**

Au 31 décembre 2024, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 72 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 28 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Au 31 décembre 2024, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 70 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 13 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 17 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2023.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de 5,2 % en 2024.

16.2.4 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 232	1 212
D'un à cinq ans	4 903	4 422
De cinq à dix ans	6 095	4 680
À plus de dix ans	49 257	17 435
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**61 487**	**27 749**

Au 31 décembre 2024, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 16,7 ans.

16.3 Royaume-Uni

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Participants en activité	2 328	2 916
Retraités	3 726	3 997
TOTAL ENGAGEMENTS	**6 054**	**6 913**

16.3.2 Actifs de couverture

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
ACTIFS DE COUVERTURE	**6 579**	**7 033**
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	*9 %*	*5 %*
Instruments de créances cotés (obligations)	*92 %*	*91 %*
Biens immobiliers	*5 %*	*9 %*
Trésorerie et équivalent de trésorerie	*1 %*	*4 %*
Autres (dont private equity)[1]	*-8 %*	*-9 %*

(1) Incluant la juste valeur des instruments dérivés de couverture sur instruments cotés.

Au 31 décembre 2024, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 84 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 16 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 77 % d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

16.3.3 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	298	303
D'un à cinq ans	1 271	1 090
De cinq à dix ans	1 793	1 212
À plus de dix ans	10 995	3 449
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**14 357**	**6 054**

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 16 ans au 31 décembre 2024.

Note 17 Autres provisions

		31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	17.1	2 147	147	2 294	1 943	116	2 059
Autres provisions	17.2	3 875	2 547	6 422	2 935	3 175	6 110
AUTRES PROVISIONS		**6 022**	**2 694**	**8 716**	**4 878**	**3 291**	**8 169**

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition des autres provisions pour déconstruction par société est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	1 133	1 017
EDF Energy	40	48
Edison	132	127
Framatome	449	430
Autres	540	437
TOTAL	**2 294**	**2 059**

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire, ainsi que la provision pour démantèlement de parcs éoliens.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité. L'évaluation de la provision au 31 décembre 2024 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 154 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (110 millions d'euros pour Framatome et 44 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés sont constitués conformément à la réglementation.

Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent à 114 millions d'euros pour Framatome et 66 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 102 % pour Framatome et de 149 % pour Cyclife France.

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	638	6	(7)	-	-	169	806
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	30	13	(4)	(1)	-	3	41
Provisions pour litiges	233	86	(93)	(15)	(109)	121	223
Provisions pour contrats onéreux	676	75	(182)	-	16	24	609
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 707	2 062	(2 122)	-	-	53	1 700
Autres provisions pour risques et charges	2 826	1 267	(935)	(77)	53	(91)	3 043
TOTAL	**6 110**	**3 509**	**(3 343)**	**(93)**	**(40)**	**279**	**6 422**

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Les contrats à long terme de Framatome et d'Arabelle Solutions sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte attendue est constatée immédiatement en résultat en contrepartie d'une provision, pour la part de la perte non encore comptabilisée à l'avancement.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelable et pour certificats d'économies d'énergie, le cas échéant (voir notes 5.5.4 et 20).

Au 31 décembre 2024 une provision de 1 392 millions d'euros (1 176 millions d'euros en 2023) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de **certificats d'énergie renouvelable** à cette date. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 10.2).

La quatrième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne (SEQE-EU ou EU-ETS), de 2021 à 2030, est notamment caractérisée par l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'Accord de Paris adopté en 2015.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2024, le volume des émissions s'élève à 11,1 millions de tonnes (13,5 millions de tonnes pour l'année 2023) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 309 millions d'euros au 31 décembre 2024 (531 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le Groupe a restitué en 2024, 13 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2023 (18 millions de tonnes restituées en 2023 au titre des émissions réalisées en 2022).

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2024, EDF Energy n'a pas émis de CO_2 soumis à certificats (4 000 tonnes pour 2023) et n'a par conséquent pas comptabilisé de provision au 31 décembre 2024 (0,4 million d'euros au 31 décembre 2023).

Autres provisions pour risques et charges

Suite à l'accord signé le 31 juillet 2023 entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989, une provision avait été constituée au 31 décembre 2023 pour 430 millions d'euros. Une provision complémentaire de 587 millions d'euros a été enregistrée au 31 décembre 2024 compte tenu des nouvelles évaluations techniques et juridiques sur les activités réalisées ou à mettre en œuvre avec ENI dans les années à venir (voir note 21.3). Au titre des coûts antérieurs au 31 décembre 2023 supportés par ENI, la part incombant à Edison s'établit à 545 millions d'euros. Edison a d'ores et déjà versé à ENI 245 millions d'euros en décembre 2024. Le solde résiduel, reclassé en dettes au 31 décembre 2024, devrait être versé à parts égales en 2025 et 2026. Au 31 décembre 2024, la provision comptabilisée au titre des coûts futurs des activités à réaliser s'élève à 416 millions d'euros.

Les autres provisions pour risques et charges couvrent par ailleurs divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

Note 18 Actifs et passifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les actifs financiers comprennent les titres de capitaux propres (notamment les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie.

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et les instruments financiers dérivés passifs.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction, qui sont systématiquement classés en courant.

DÉCOMPTABILISATION DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette et enregistre un nouveau passif. Dans la négative, la valeur comptable de la dette est recalculée. Dans les deux cas, les impacts liés à la restructuration sont constatés au compte de résultat.

18.1 Actifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les actifs financiers sont comptabilisés selon leurs caractéristiques contractuelles et leur modèle de gestion.

ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR PAR CAPITAUX PROPRES RECYCLABLES OU NON RECYCLABLES

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- des titres de participation dans des sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement des remboursements de principal et des paiements d'intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition.

À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (pour les titres de dettes) ou non recyclables (pour les instruments de capitaux propres) au compte de résultat.

ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR PAR RÉSULTAT

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat comprennent :

- des actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- les instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- les titres de dettes ne répondant pas aux caractéristiques contractuelles du test SPPI indépendamment de leur modèle de gestion, et qui concernent principalement les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC).

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat.

À chaque date d'arrêté comptable, leur juste valeur est déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

MODÈLE DE DÉPRÉCIATION

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*). Le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « *Investment Grade* ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « *Investment Grade* ». L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

18.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	6 459	15 304	21 763	5 894	18 014	23 908
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	302	5	307	268	30	298
Titres en juste valeur en résultat	28 613	1 939	30 552	25 629	1 845	27 474
Titres de dettes ou de capitaux propres	**35 374**	**17 248**	**52 622**	**31 791**	**19 889**	**51 680**
Dérivés de transaction - Juste valeur positive	-	4 915	4 915	-	14 519	14 519
Dérivés de couverture - Juste valeur positive[1]	4 109	1 892	6 001	3 512	2 654	6 166
Prêts et créances financières[2]	16 468	2 684	19 152	13 024	2 380	15 404
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	**55 951**	**26 739**	**82 690**	**48 327**	**39 442**	**87 769**

(1) Dont 3 937 millions d'euros au titre des dérivés de couverture des dettes en 2024.

(2) Dont dépréciation pour (653) millions d'euros au 31 décembre 2024 ((353) millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction ((9,6) milliards d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée en 2024.

18.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

Répartition des titres de dettes ou de capitaux propres

Les actifs financiers sont principalement gérés par le Groupe selon deux objectifs distincts :

- **actifs dédiés constitués en France pour la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs** selon l'article L. 594 du Code de l'environnement. Ils regroupent des placements diversifiés obligataires, dans des OPCVM monétaires ou actions et des participations portées par EDF Invest. La politique générale de gestion des actifs dédiés et leur décomposition sont présentées en note 15.1.2 ;
- **actifs gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (« actifs liquides »)**. Ils regroupent des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie. Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 1 430 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 369 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

	31/12/2024				31/12/2023
(en millions d'euros)	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Actifs dédiés d'EDF	5 566	-	27 557	33 123	30 410
Actifs liquides	16 132	-	1 867	17 999	20 077
Autres actifs[1]	65	307	1 128	1 500	1 193
TOTAL	**21 763**	**307**	**30 552**	**52 622**	**51 680**

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2023	Diminutions nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Titres en juste valeur en OCI recyclable	23 908	(2 594)	362	-	111	(24)	21 763
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	298	57	8	1	-	(57)	307
Titres en juste valeur en résultat	27 474	(400)	3 420	(11)	9	60	30 552
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	**51 680**	**(2 937)**	**3 790**	**(10)**	**120**	**(21)**	**52 622**

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2024			2023		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat[2]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat[2]
Actifs dédiés d'EDF	6	-	(158)	319	-	(112)
Actifs liquides	290	-	(85)	525	-	(14)
Autres titres	-	8	-	-	46	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES[3]	**296**	**8**	**(243)**	**844**	**46**	**(126)**

(1) +/( ) : Augmentation/(diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/( ) : Augmentation/(diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (avant reclassement en résultat) en 2024 concernent principalement EDF pour 539 millions d'euros dont 164 millions d'euros au titre des actifs dédiés (970 millions d'euros dont 431 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2023).

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2024.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Créances à recevoir du NLF	16 142	13 104
Autres prêts et créances financières	3 010	2 300
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	**19 152**	**15 404**

Au 31 décembre 2024, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024 (13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 15.2 ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
  - le surfinancement du plan de retraite EDFG (*EDF Group of the ESPS*) d'EDF Energy pour un montant de 525 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 120 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir note 16.1.1),
  - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 354 millions d'euros au 31 décembre 2024 (298 millions d'euros au 31 décembre 2023) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 15.3). Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,
  - des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, à des sociétés mises en équivalence pour un montant de 814 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 903 millions d'euros au 31 décembre 2023 principalement liés à des parcs au Royaume-Uni (dont le parc éolien *offshore* NnG pour 464 millions d'euros déprécié à hauteur de (248) millions d'euros), en France (dont le parc éolien *offshore* Provence Grand Large pour 55 millions d'euros déprécié à hauteur de (35) millions d'euros) et en Amérique du Nord.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2023	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Prêts et créances financières	15 404	16	700	(177)	710	2 499	19 152

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique et au surplus de financement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy.

18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles (SICAV monétaires) en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur. Ces placements sont détenus dans l'objectif de faire face aux engagements de court terme plutôt que pour un placement ou d'autres finalités. Lorsque leur échéance est supérieure à 3 mois, ils sont présentés au sein des Actifs liquides, en Titres de dettes et de capitaux propres (voir note 18.1.2).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se répartissent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Disponibilités	6 354	8 861
Équivalents de trésorerie	1 243	1 914
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**7 597**	**10 775**

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 437 millions d'euros au 31 décembre 2024 (369 millions d'euros au 31 décembre 2023) (voir note 1.3.5).

18.3 Passifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti, ajusté de la variation de valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur (voir note 18.7). Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette.

18.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	68 871	12 931	81 802	67 769	18 878	86 647
Dérivés de transaction - Juste valeur négative	-	4 315	4 315	-	14 418	14 418
Dérivés de couverture - Juste valeur négative[1]	2 225	1 642	3 867	1 955	4 807	6 762
PASSIFS FINANCIERS	**71 096**	**18 888**	**89 984**	**69 724**	**38 103**	**107 827**

(1) Dont 2 065 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net en 2024 (voir note 19.2).

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction ((10,1) milliards d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec la baisse des prix de marché des commodités observée en 2024.

18.3.2 Emprunts et dettes financières

18.3.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2023	**49 083**	**18 313**	**13 447**	**4 318**	**1 486**	**86 647**
Augmentations	6 672	7 279	1 434	846	289	16 520
Diminutions	(2 904)	(12 977)	(10 073)	(770)	(100)	(26 824)
Écarts de conversion	447	(35)	94	30	(7)	529
Mouvements de périmètre	49	146	15	(62)	17	165
Variations de juste valeur	770	78	23	-	-	871
Autres mouvements	(1)	(27)	3 885	59	(22)	3 894
SOLDES AU 31/12/2024	**54 116**	**12 777**	**8 825**	**4 421**	**1 663**	**81 802**

En 2024, EDF a lancé l'émission d'**emprunts obligataires** pour un montant de 6 672 millions d'euros équivalents sur divers marchés. Les principales émissions ont été les suivantes :

- le 15 avril 2024, 1 852 millions d'euros (2 050 millions de dollars U.S.) en trois tranches d'obligations senior (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 16 avril 2024) ;
- le 13 mai 2024, 506 millions d'euros (750 millions de dollars canadiens) en deux tranches d'obligations senior (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 14 mai 2024) ;
- le 11 juin 2024, 3 000 millions d'euros en trois tranches d'obligations vertes senior (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 11 juin 2024) ;
- le 21 août 2024, 329 millions d'euros (310 millions de francs suisses) en deux tranches d'obligations vertes senior (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 21 août 2024) ;
- le 31 octobre 2024, 589 millions d'euros (500 millions de livres sterling) en une tranche d'obligations senior (*cf.* communiqué de presse du 31 octobre 2024).

Les principales opérations réalisées en 2024 concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit** sont relatives au tirage de lignes de crédit pour 6 982 millions d'euros (dont 4 950 millions d'euros et 1 650 millions de dollars US hors emprunts effectués auprès de la Banque Européenne d'Investissement (BEI)) et à leur remboursement partiel de (12 599) millions d'euros (dont 12 414 millions d'euros hors emprunts effectués auprès de la Banque Européenne d'Investissement (BEI)).

Au 31 décembre 2024, les **autres dettes financières** incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 2 918 millions d'euros, ainsi que la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 565 millions d'euros. Ces opérations sont réalisées dans le cadre de la gestion de sa liquidité courante et sont sans impact sur l'endettement financier net.

Sur l'exercice, le Groupe a racheté des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 3 031 millions d'euros (dont la souche de 2014 pour 1 500 millions d'euros remboursée pour 539 millions d'euros en janvier, la souche de 2018 pour 1 250 millions d'euros remboursée en juillet, la souche de 2014 pour 1 000 millions d'euros remboursée pour 504 millions d'euros en septembre et la souche de 2013 pour 1 250 millions de livres sterling remboursée pour 738 millions d'euros en septembre). Préalablement à leur remboursement, ces instruments qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières dans la ligne « autres mouvements ».

De plus, le Groupe a annoncé le 10 septembre 2024 son intention d'exercer l'option de remboursement des obligations hybrides émises le 25 janvier 2013 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros et dont le remboursement est intervenu le 29 janvier 2025. Au 31 décembre 2024, 1 250 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières dans la ligne « autres mouvements » (voir note 14.3).

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2024
Émissions d'emprunts	6 672	7 279	1 434	-	-	15 385
Remboursements d'emprunts	(2 904)	(12 977)	(10 073)	(770)	160	(26 564)

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2024, les principaux emprunts du Groupe, supérieurs à un équivalent de 650 millions d'euros à la date d'émission, (hors *green bonds*) sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Date d'émission[1]	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire	10/2022	12/2026	750	EUR	3,88 %
Obligataire	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	05/2023	05/2028	1 000	USD	5,70 %
Obligataire	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Obligataire	**04/2024**	**04/2029**	**650**	**USD**	**5,65 %**
Obligataire	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
Euro MTN	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	01/2023	01/2032	1 000	EUR	4,25 %
Euro MTN	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Obligataire	05/2023	05/2033	1 000	USD	6,25 %
Obligataire	**04/2024**	**04/2034**	**650**	**USD**	**5,95 %**
Euro MTN	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Obligataire	01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
Euro MTN	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	01/2023	01/2043	1 000	EUR	4,63 %
Obligataire	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	05/2023	05/2053	1 000	USD	6,90 %
Euro MTN	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	**04/2024**	**04/2064**	**750**	**USD**	**6,00 %**
Euro MTN	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	01/2014	01/2114	700	USD	6,00 %
Obligataire	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2024, les ***green bonds*** (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt Green Bonds (en millions de devises)	Date d'émission[1]	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	12/2023	06/2027	1 000	EUR	3,75 %
Euro MTN	08/2023	09/2027	200	CHF	2,30 %
Obligataire	01/2017	01/2029	19 600	JPY	1,28 %
Euro MTN	**09/2024**	**09/2029**	**155**	**CHF**	**1,57 %**
Euro MTN	**06/2024**	**06/2031**	**1 000**	**EUR**	**4,13 %**
Euro MTN	08/2023	09/2031	125	CHF	2,55 %
Obligataire	01/2017	01/2032	6 400	JPY	1,57 %
Euro MTN	**09/2024**	**09/2032**	**155**	**CHF**	**1,74 %**
Euro MTN	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %
Obligataire	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %
Euro MTN	**06/2024**	**06/2036**	**750**	**EUR**	**4,38 %**
Euro MTN	**06/2024**	**06/2044**	**1 250**	**EUR**	**4,75 %**

(1) Date de réception des fonds.

18.3.3 Répartition des emprunts et dettes financières par échéances, devise et taux

18.3.3.1 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 920	1 367	7 624	726	1 294	12 931
Entre un et cinq ans	11 466	9 184	456	2 208	40	23 354
À plus de cinq ans	40 730	2 226	745	1 487	329	45 517
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2024	**54 116**	**12 777**	**8 825**	**4 421**	**1 663**	**81 802**

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	**5 026**	**816**	**2 434**	**1 776**	**5 089**

18.3.3.2 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

La répartition des emprunts et dettes financières par devise intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture (couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères) selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2024

	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	43 009	53 %	22 327	65 336	80 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	22 841	27 %	(21 543)	1 298	2 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 580	13 %	1 843	12 423	15 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	5 372	7 %	(2 627)	2 745	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**81 802**	**100 %**	**-**	**81 802**	**100 %**

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	51 346	59 %	12 811	64 157	74 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 860	24 %	(16 634)	4 226	5 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 849	12 %	5 989	15 838	18 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 592	5 %	(2 166)	2 426	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**86 647**	**100 %**	**-**	**86 647**	**100 %**

18.3.3.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	68 605	84 %	(25 766)	42 839	52 %
Emprunts à taux variable	13 197	16 %	25 766	38 963	48 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**81 802**	**100 %**	**-**	**81 802**	**100 %**

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	67 531	78 %	(16 197)	51 334	59 %
Emprunts à taux variable	19 116	22 %	16 197	35 313	41 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**86 647**	**100 %**	**-**	**86 647**	**100 %**

Une part importante des emprunts à taux fixe du Groupe est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

18.3.4 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les financements de projets souscrits auprès de tiers externes par les sociétés de projets (de type « SPV ») détenus en particulier par EDF Renouvelables peuvent inclure des clauses d'exigibilité anticipée, principalement applicables en cas de non-respect de certains *covenants*, incluant en particulier un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1. Toutefois, les clauses mentionnées dans ces contrats n'ont pas d'impact sur le classement des passifs sous-jacents en courant ou non courant dans les comptes du Groupe car ils concernent exclusivement des sociétés mises en équivalence.

Par ailleurs, dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de *covenants*.

Onze emprunts, d'un montant total de 2 647 millions d'euros contiennent une clause prévoyant sous certaines conditions, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une modification des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2024 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

18.4 Lignes de crédit non utilisées

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 14 315 millions d'euros au 31 décembre 2024 (15 842 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces montants incluent 11 688 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG non tirées au 31 décembre 2024 (11 175 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution de ces lignes de crédit est notamment liée à l'extinction de la ligne de crédit de 1 milliard d'euros octroyée à Edison par un pool de banques et, chez EDF, à l'arrivée à échéance de lignes de crédit avec diverses banques pour un montant de 2,2 milliards d'euros, partiellement compensée par la mise en place de nouvelles lignes de crédit pour un montant total de 1,4 milliard d'euros.

En outre, le 29 novembre 2024, EDF a signé une facilité de crédit syndiquée pour un montant de 6 milliards d'euros pour une durée de cinq ans renouvelable deux fois pour une année. Son coût sera indexé sur trois indicateurs de performance du Groupe en matière de développement durable, en conformité avec les principes applicables aux crédits liés au développement durable (*Sustainability Linked Loans Principles)* de la Loan Markets Association :

- les émissions directes de gaz à effet de serre ;
- les émissions de CO_2 évitées ;
- les femmes parmi les dirigeants du Groupe.

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**14 315**	**3 050**	**11 240**	**25**	**15 842**

18.5 Juste valeur des instruments financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation. Les méthodes de valorisation des actifs et passifs financiers retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs.

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique et des titres de sociétés d'investissement dans des actifs immobiliers ou d'infrastructures valorisés à la juste valeur.

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	2 765	2 765	21	452	2 292
Titres de dettes	49 857	49 857	7 230	42 494	133
Dérivés de couverture	6 001	6 001	25	5 973	3
Dérivés de transaction	4 915	4 915	122	4 200	593
Équivalents de trésorerie	1 243	1 243	62	1 181	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**64 781**	**64 781**	**7 460**	**54 300**	**3 021**
Créances à recevoir du NLF	16 142	16 142	-	16 142	-
Autres prêts et créances financières	3 010	3 010	-	3 010	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**19 152**	**19 152**	**-**	**19 152**	**-**
Dérivés de couverture	3 867	3 867	21	3 846	-
Dérivés de transaction	4 315	4 315	93	3 718	504
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**8 182**	**8 182**	**114**	**7 564**	**504**
Emprunts et dettes financières	81 802	78 793	-	78 793	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**81 802**	**78 793**	**-**	**78 793**	**-**

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	2 527	2 527	-	2 020	507
Titres de dettes	49 153	49 153	6 599	42 400	154
Dérivés de couverture	6 166	6 166	14	6 152	-
Dérivés de transaction	14 519	14 519	477	11 851	2 191
Équivalents de trésorerie	1 914	1 914	61	1 853	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**74 279**	**74 279**	**7 151**	**64 276**	**2 852**
Créances à recevoir du NLF	13 104	13 104	-	13 104	-
Autres prêts et créances financières	2 300	2 300	-	2 300	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**15 404**	**15 404**	**-**	**15 404**	**-**
Dérivés de couverture	6 762	6 762	37	6 725	-
Dérivés de transaction	14 418	14 418	487	12 921	1 010
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**21 180**	**21 180**	**524**	**19 646**	**1 010**
Emprunts et dettes financières	86 647	84 736	-	84 736	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**86 647**	**84 736**	**-**	**84 736**	**-**

18.6 Risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques, ainsi que les analyses de sensibilité, conformément aux dispositions d'IFRS 7, sont présentées dans la section 5.1.7 « Gestion et contrôle des risques marchés » du Document d'enregistrement universel 2024.

Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de *trading*. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Risques de contrepartie

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Concernant le risque clients – composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 13.3.1.

18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de taux et de change ainsi que les risques liés aux variations de prix de l'énergie ou des matières premières tels que les *swaps*, contrats à terme.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 9, la comptabilité de couverture peut être appliquée aux instruments dérivés qui remplissent les critères d'éligibilité. Certains dérivés, dits contrats « *own use* » sont, en revanche, exclus du champ d'application d'IFRS 9.

DÉRIVÉS EXCLUS DU CHAMP D'APPLICATION IFRS 9 : CONTRATS DITS « OWN USE ».

Les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières, en particulier, sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IFRS 9, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est retenue lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes des engagements d'achat et de vente d'électricité, entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 9.

ÉVALUATION ET COMPTABILISATION DES DÉRIVÉS

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants de marché et privilégiant des données directement dérivées d'éléments observables telles que des cotations de gré à gré.

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture, en particulier l'existence d'une documentation formelle à l'origine et la satisfaction des critères d'efficacité de la couverture.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques définis initialement ne sont plus remplis.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient les typologies de couverture suivantes :

- couverture de juste valeur ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net à l'étranger.

TYPOLOGIES DE COUVERTURES

Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et sont compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture. Seule la fraction inefficace de la couverture a un impact sur le résultat.

Certains emprunts et dettes financières, ainsi que des contrats de matières premières, font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Dans ce cas, leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change, taux et prix).

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur part efficace et en résultat pour la part inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif non financier acquis.

Couverture d'investissements nets à l'étranger

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur part efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes dans la même devise, soit par des instruments dérivés.

Coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*)

Les coûts de couverture incluent l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*). Les variations de juste valeur sont enregistrées en capitaux propres recyclables. Ce recyclage s'effectue *via* les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut.

INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION

Les instruments dérivés de transaction concernent :

- les dérivés souscrits dans un objectif de couverture économique mais qui ne sont pas qualifiés comptablement de couverture et dont les variations de valeur sont comptabilisées au compte de résultat. Plus précisément, lorsqu'ils concernent la couverture économique des TCN et des obligations acquises, ils sont comptabilisés dans la rubrique des « Autres produits et charges financiers ». Lorsqu'ils concernent la couverture économique liée aux opérations de production et de commercialisation, ils sont comptabilisés dans les « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading » (voir note 6) ;
- les dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de négoce (*trading*) et dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en chiffre d'affaires (voir note 5.1).

18.7.1 Décomposition des instruments dérivés de couverture et de transaction

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.1.1	6 001	6 166
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.3.1	(3 867)	(6 762)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 134**	**(596)**
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.1.1	4 915	14 519
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.3.1	(4 315)	(14 418)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**600**	**101**

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	489	997
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	1 851	795
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	(206)	(2 388)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 134**	**(596)**
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(129)	(4)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	133	(72)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	596	177
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**600**	**101**

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(552)	(1 006)
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		2 424	2 385
Sous-total	**19.2**	**1 872**	**1 379**
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		(35)	220
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		111	(2 478)
Sous-total		**76**	**(2 258)**
Couverture de situations nettes à l'étranger		272	191
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		(74)	57
Couverture de juste valeur sur actifs liquides	19.2	(12)	35
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 134**	**(596)**

18.7.2 Instruments dérivés de taux

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur de ses emprunts, dettes financières ainsi que ses actifs (actifs liquides et actifs dédiés), ou ses charges financières futures.

Le Groupe couvre notamment son exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe, dont une part importante est variabilisée. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat de manière symétrique aux variations de valeur des dettes couvertes.

D'autre part, le Groupe couvre sa dette à taux variable contre les variations futures de flux d'intérêts en souscrivant des *swaps* de taux d'intérêts (taux variable/fixe) dans le cadre d'une couverture de flux de trésorerie.

Les dérivés de taux entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2024				Notionnel au 31/12/2023	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2024	31/12/2023
Achats de CAP	6	225	27	258	61	5	7
Ventes de FLOOR	-	200	-	200	-	-	-
Opérations sur taux d'intérêts	**6**	**425**	**27**	**458**	**61**	**5**	**7**
Payeur fixe / receveur variable	1 573	5 083	8 216	14 872	13 380	1 274	1 448
Payeur variable / receveur fixe	2 068	7 314	24 745	34 127	24 759	(1 388)	(1 176)
Payeur variable / receveur variable	-	7 054	3 530	10 584	3 680	201	79
Payeur fixe / receveur fixe	144	5 586	6 182	11 912	10 828	397	639
Swaps de taux	**3 785**	**25 037**	**42 673**	**71 495**	**52 647**	**484**	**990**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**3 791**	**25 462**	**42 700**	**71 953**	**52 708**	**489**	**997**
Achats d'options	-	-	-	-	520	29	(11)
Swaps de taux	705	821	9 218	10 744	2 384	(158)	7
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	**705**	**821**	**9 218**	**10 744**	**2 904**	**(129)**	**(4)**

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (voir note 18.7.3).

18.7.3 Instruments dérivés de change

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des parités de change, en raison de la diversification de ses activités, de ses contrats de fournitures de biens et services en devises et de son implantation géographique. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion comptabilisés en capitaux propres, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Les éléments couverts sont de plusieurs natures :

- dettes libellées en devises étrangères, pour lesquelles des *cross currency swaps* sont utilisés dans des couvertures de flux de trésorerie ;
- actifs financiers souscrits en devises étrangères ;
- achats de matières premières et de combustibles, pour lesquels le Groupe couvre le risque de change associé ;
- situations nettes des filiales en monnaie étrangère.

Les dérivés de change entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction se répartissent comme présenté dans les tableaux suivants. À noter que le notionnel des *cross currency swaps*, figurant dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

Au 31 décembre 2024

	Notionnel à recevoir au 31/12/2024				Notionnel à livrer au 31/12/2024				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2024
Change à terme	2 068	477	-	2 545	2 024	467	-	2 491	44
Swaps	35 375	19 152	17 294	71 821	34 922	18 500	16 193	69 615	1 807
Options	1	-	-	1	1	-	-	1	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**37 444**	**19 629**	**17 294**	**74 367**	**36 947**	**18 967**	**16 193**	**72 107**	**1 851**
Change à terme	4 642	1 210	104	5 956	4 593	1 209	99	5 901	60
Swaps	19 242	2 674	4 447	26 363	19 269	2 781	4 308	26 358	26
Options	48	-	-	48	48	-	-	48	-
Dérivés incorporés de change	82	195	-	277	62	148	-	210	47
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**24 014**	**4 079**	**4 551**	**32 644**	**23 972**	**4 138**	**4 407**	**32 517**	**133**

Au 31 décembre 2023

	Notionnel à recevoir au 31/12/2023				Notionnel à livrer au 31/12/2023				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2023
Change à terme	4 644	639	-	5 283	4 641	629	-	5 270	10
Swaps	32 046	11 920	15 030	58 996	31 773	11 792	14 665	58 230	785
Options	3 371	-	-	3 371	3 426	-	-	3 426	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**40 061**	**12 559**	**15 030**	**67 650**	**39 840**	**12 421**	**14 665**	**66 926**	**795**
Change à terme	5 854	3 310	-	9 164	5 815	3 275	-	9 090	54
Swaps	21 767	4 666	2 012	28 445	21 879	4 697	2 018	28 594	(126)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**27 621**	**7 976**	**2 012**	**37 609**	**27 694**	**7 972**	**2 018**	**37 684**	**(72)**

Le notionnel des *cross currency swaps*, qui figure dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

18.7.4 Instruments dérivés liés aux matières premières

Le Groupe est exposé aux variations de prix de marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, produits pétroliers) et du marché des certificats d'émission de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité et de gaz par des contrats *futures*, *forwards*, *options* et *swaps* au travers essentiellement de couverture de flux de trésorerie.

Les instruments dérivés de couverture liés aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2024					31/12/2023	
		Notionnels nets				Juste	Notionnels	Juste
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	valeur	nets	valeur
Électricité	Térawattheures	(5)	(29)	-	(34)	(499)	17	(1 745)
Gaz	Millions de therms	929	357	-	1 286	309	650	(636)
Produits pétroliers	Milliers de barils	2 422	-	-	2 422	(30)	6 645	-
CO_2	Milliers de tonnes	2 921	365	-	3 286	14	2 362	(7)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES						**(206)**		**(2 388)**

Au 31 décembre 2024, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (0,2) milliard d'euros s'explique principalement par la baisse du *spread* prix de marché / prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture de gaz et d'électricité compte tenu de la moindre volatilité des prix des commodités observée en 2024.

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières, principalement dans le portefeuille d'EDF Trading, se décomposent comme suit :

		31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	**Unités de mesure**	**Notionnels nets**	**Juste valeur**	**Notionnels nets**	**Juste valeur**
Électricité	Térawattheures	(50)	267	(18)	1 213
Gaz	Millions de therms	(2 886)	376	(3 623)	(1 071)
Produits pétroliers	Milliers de barils	(6 666)	4	3 380	(73)
CO_2	Milliers de tonnes	(3 985)	8	(4 429)	21
Charbon et autres	Millions de tonnes	-	(59)	(1)	87
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES			**596**		**177**

18.7.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

	2024			2023		
(en millions d'euros)	**Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres** [1]	**Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage** [2]	**Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité**	**Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres** [1]	**Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage** [2]	**Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité**
Couverture de taux [3]	117	-	(2)	(202)	-	6
Couverture de change	254	605	(5)	(1 069)	(335)	12
Couverture d'investissement net à l'étranger	(666)	-	-	(107)	-	-
Couverture de matières premières	1 462	(1 051)	(76)	4 833	(3 066)	(8)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE [4]	**1 167**	**(446)**	**(83)**	**3 455**	**(3 401)**	**10**

(1) Augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) Augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.

(3) Au 31 décembre 2024, les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres incluent pour +133 millions d'euros de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises *(cross-currency swaps*). Ces variations de juste valeur sont recyclées en résultat, via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut (voir note 8.1).

(4) Hors entreprises associées et coentreprises

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de +1 613 millions d'euros en 2024 (+6 856 millions d'euros en 2023).

Elle s'explique en 2024 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (666) millions d'euros ((107) millions d'euros en 2023), des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de +2 146 millions d'euros (+7 089 millions d'euros en 2023) et des coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*) pour un montant de +133 millions d'euros en 2024 (voir l'état du résultat global consolidé).

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2024 pour (1 051) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour (908) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- de gaz pour (183) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour +40 millions d'euros.

18.7.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Un actif financier et un passif financier doivent être compensés et faire apparaître un solde net si l'entité a actuellement un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention, soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Au 31 décembre 2024

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés - Actif	10 917	466	14 623	(4 172)	10 451	(1 715)	(1 849)	6 887
Juste valeur des dérivés - Passif	(8 180)	(42)	(12 310)	4 172	(8 138)	1 715	317	(6 106)

Au 31 décembre 2023

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés - Actif	20 685	9 618	17 835	(6 768)	11 067	(1 504)	(2 718)	6 845
Juste valeur des dérivés - Passif	(21 180)	(8 554)	(19 394)	6 768	(12 626)	1 504	3 974	(7 148)

Note 19 Indicateurs financiers

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

19.1 Résultat net courant

Le résultat net courant s'établit à 15 233 millions d'euros à fin décembre 2024, en baisse de 3 248 millions d'euros par rapport à 2023.

Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

		2024				2023
(en millions d'euros)	Notes	Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe	Résultat net part du Groupe
Résultat net					**11 406**	**10 016**
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres		**(3 094)**	**798**	**7**	**(2 289)**	**(1 653)**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	**6**	**(443)**	**129**	**-**	**(314)**	**(263)**
Pertes de valeur		**3 289**	**(401)**	**(122)**	**2 766**	**8 250**
dont pertes de valeur sur les goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles[1]	*10.7*	*1 835*	*(392)*	*(123)*	*1 320*	*8 019*
dont dépréciations et provisions au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises[2]	*12.3*	*1 454*	*(9)*	*1*	*1 446*	*231*
Autres éléments		**4 834**	**(1 158)**	**(12)**	**3 664**	**2 131**
dont autres produits et charges d'exploitation	*7*	*4 834*	*(1 158)*	*(12)*	*3 664*	*2 120*
RÉSULTAT NET COURANT					**15 233**	**18 481**

(1) Au 31 décembre 2024, les pertes de valeur comprennent notamment la dépréciation des actifs liés à Hinkley Point C pour (1 116) millions d'euros et la dépréciation des actifs liés à NUWARD pour un total de (228) millions d'euros. En 2023, les pertes de valeur comprenaient essentiellement des pertes de valeur chez EDF Energy pour un montant brut de (12 871) millions d'euros.

(2) Incluent les dépréciations au titre des participations, créances dans les entreprises associées et coentreprises et provisions rattachées. Au 31 décembre 2024, cela comprend 934 millions d'euros au titre du projet AtlanticShores Offshore Wind, 248 millions d'euros pour le projet Neart na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni, 118 millions d'euros sur les actifs dédiés. En 2023, les dépréciations concernaient les actifs dédiés pour 86 millions d'euros, la centrale thermique Fuzhou en Chine pour 79 millions d'euros, le projet Neart na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni pour 54 millions d'euros et des parcs éoliens au Mexique pour 16 millions d'euros.

19.2 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 54 346 millions d'euros à fin décembre 2024 (contre 54 381 millions d'euros à fin décembre 2023).

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Emprunts et dettes financières	18.3.2	81 802	86 647
Dérivés de couverture des dettes	18.7.1	(1 872)	(1 379)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	(7 597)	(10 775)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	18.1.2	(17 999)	(20 077)
Dérivés de couverture des actifs liquides	18.7.1	12	(35)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**54 346**	**54 381**

Note 20 Enjeux de durabilité dans les états financiers

Introduction et contexte

La raison d'être d'EDF **« Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants »** repose sur quatre enjeux clés qui, déployés ensemble, visent à s'assurer que l'action du Groupe dans le cadre de la transition énergétique puisse s'effectuer de manière juste et inclusive. Pour un développement détaillé, voir la publication « Transition énergétique juste et inclusive, de la stratégie à l'action » publiée sur le site du Groupe[1]. Les objectifs RSE du groupe EDF sont en cohérence avec le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et sa raison d'être : EDF s'engage à bâtir le système électrique bas carbone de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste.

Ces engagements et leur mise en œuvre dans le Groupe sont pilotés et suivis dans les plus hautes instances de gouvernance du Groupe (voir section 3.4.2 du Document d'enregistrement universel 2024 « Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires »).

L'Union européenne a adopté le 10 décembre 2021 l'article 8 du règlement européen 2020 - 852 visant à établir une classification des activités économiques en fonction de leur contribution à l'atteinte d'objectifs environnementaux. Cette **réglementation dite « Taxonomie »,** s'inscrit dans la stratégie européenne de promouvoir l'émergence d'une finance durable qui contribue à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050, en particulier en favorisant l'orientation des flux de capitaux vers les investissements durables. Ce règlement a été complété par un acte délégué spécifique aux activités nucléaires et gaz publié le 2 février 2022. Les informations et indicateurs prévus par cette réglementation (part de chiffre d'affaires, des investissements et des dépenses opérationnelles associées, aux activités éligibles, alignées, à la Taxonomie européenne) sont détaillés dans la section 3.7.4 « Taxonomie européenne » du Document d'enregistrement universel 2023.

En complément de la Taxonomie, l'Union européenne a adopté en janvier 2022 la **réglementation CSRD** (*Corporate Sustainability Reporting Directive*) qui a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe à compter de l'exercice clos le 31 décembre 2024. Cette réglementation vise en effet à renforcer la qualité et la comparabilité des états de durabilité et structure les informations environnementales et sociales publiées par les entreprises. Le groupe EDF publie son premier état de durabilité dans le Document d'enregistrement universel 2024 (chapitre 3). La CSRD succède à la NFRD et s'inscrit dans une dynamique de pilotage intégré combinant dimensions financière et extra-financière.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux en matière de durabilité, à différents niveaux, qui sont synthétisés ci-après. Cette prise en compte se réalise dans la mise en œuvre de sa stratégie d'investissement et de désinvestissement, la mise en place de financements durables, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux et sociaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, ou la mobilisation des salariés et des dirigeants du Groupe aux enjeux de durabilité ainsi qu'au travers des modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Thèmes	Notes	Contenu
Mécanismes réglementaires liés aux quotas de CO_2, CEE, CER - voir note 20.1	Note 5.5.4 « Autres produits et charges » Note 10.2 « Autres actifs incorporels » Note 17.2 « Autres provisions »	Les enjeux climatiques et environnementaux sont appréhendés dans le cadre des dispositifs réglementaires liés aux certificats d'émission de gaz à effet de serre, aux certificats d'énergie renouvelables et aux certificats d'économie d'énergie mis en place dans différents pays. Ces dispositifs impactent les comptes du Groupe à plusieurs niveaux : au compte de résultat et au bilan.
Provisions nucléaires et provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux - voir note 20.2.1	Note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » Note 17 « Autres provisions »	Elles concernent les provisions liées : • à la production nucléaire comprenant les provisions pour aval du cycle (gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets radioactifs), provisions pour déconstruction des centrales et provisions pour derniers cœurs ; • aux dispositifs environnementaux ; • à des litiges environnementaux.
Évaluation des actifs - voir note 20.2.2	Note 10.7 « Pertes de valeur / reprises »	Les enjeux climatiques sont appréhendés dans les tests de dépréciation au travers notamment des scénarios à long terme retenus pour les prix d'électricité dans les différents pays qui s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation.
Financement durable - voir note 20.3	Note 18.3.2 « Emprunts et dettes financières » Note 14.3 « Titres subordonnés à durée indéterminée » Note 18.4 « Lignes de crédit non utilisées »	Le Groupe a émis plusieurs financements indexés ou visant des projets RSE : green bonds, social bonds ainsi que des lignes de crédit indexées sur des critères ESG.
Investissements bas carbone et dépenses en faveur des enjeux de durabilité - voir notes 20.4, 20.5 20.6 et 20.7	Note 10.2 « Autres actifs incorporels »	Le Groupe consacre une part importante du budget de recherche et développement à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques, et réalise d'autres dépenses en faveur de l'environnement ou de l'adaptation de ses installations aux changements climatiques. Les principes et méthodes comptables applicables aux frais de recherche et développement sont détaillés dans la note 10.2.

(1) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/transition-juste

20.1 Dépenses réglementaires

20.1.1 Système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dispositif européen (EU-ETS)

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne (SEQE-UE ou EU-ETS) vise à lutter contre le changement climatique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions Scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier...). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 € par tonne de CO_2 pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021 - 2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'Accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 % par rapport à 1990 pour l'Union européenne)[1].

Par ailleurs, dans le cadre du paquet législatif *Fit for 55*, la Commission européenne a adopté en avril 2023, les actes législatifs rehaussant l'objectif de diminution des émissions de CO_2 d'au-moins 62 % à l'horizon 2030 pour les secteurs concernés par les EU-ETS. Ces nouvelles règles introduisent également la réduction du nombre de quotas acquis automatiquement par chaque entreprise concernée par les ETS.

Le Groupe, après avoir diminué de 50 % ses émissions directes de CO_2 entre 2017 et 2022, a pris de nouveaux objectifs pour 2025, 2030 et 2035, en fixant une trajectoire ambitieuse à court et moyen terme pour la décarbonation de son mix électrique (cf. communiqué de presse Groupe du 28 novembre 2023) :

- dès 2025, une réduction de 60 % des émissions de son scope 1 par rapport à ses émissions de 2017 ;
- en 2030, une réduction de 70 % de son scope 1 et une intensité carbone de 30 gCO_2/kWh ;
- en 2035, une réduction de 80 % de son scope 1 et une intensité carbone de 22 gCO_2/kWh.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2024, le volume des émissions s'élève à 11,1 millions de tonnes (13,5 millions de tonnes pour l'année 2023).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 309 millions d'euros au 31 décembre 2024 (531 millions d'euros au 31 décembre 2023) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2024, 13 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2023 (18 millions de tonnes restituées en 2023 au titre des émissions réalisées en 2022).

Dispositif britannique (UK-ETS)

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2024, EDF Energy n'a pas émis de CO_2 soumis à quotas (4 000 tonnes pour 2023) et n'a par conséquent pas comptabilisé de provision au 31 décembre 2024 (0,4 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Traitement comptable applicable aux quotas de CO_2

Les certificats d'émission acquis pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles.

À chaque clôture, une provision est constatée à hauteur des émissions de l'exercice. La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des certificats acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (certificats verts)

En application de la directive européenne n°2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

Les certificats (garanties d'origine) servent à garantir la provenance renouvelable de cette électricité qui transite par le réseau. Ils sont vendus par des exploitants de sites de production d'énergies renouvelables à des clients désireux de consommer de l'électricité d'origine renouvelable.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (cas en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de certificats d'énergie renouvelables à restituer par les fournisseurs d'énergie (cas en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelables peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Renouvelables) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison et Luminus).

Au 31 décembre 2024 une provision de 1 392 millions d'euros (1 176 millions d'euros en 2023) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de certificats d'énergie renouvelable à cette date. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 10.2).

Traitement comptable applicable aux certificats verts

Pour les entités productrices et commercialisatrices d'électricité :

- les certificats obtenus à hauteur de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « Certificats d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts ».

Par ailleurs, une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle) et de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés au prix de marché, et le cas échéant du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit For 55*.

20.1.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures législatives, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

En France, la loi du 13 juillet 2005, instaurant un système de certificats d'économie d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburant pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser. Ces CEE sont obtenus en contrepartie des opérations d'économie d'énergie réalisées, directement ou indirectement, ou achetés aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles ».

La 5e période du dispositif qui a débuté le 1er janvier 2022 et s'achèvera le 31 décembre 2025, est particulièrement marquée par une hausse significative de l'obligation et par des modifications réglementaires importantes successives depuis le 1er janvier 2024, notamment pour les opérations de rénovation d'ampleur des logements. L'année 2024 voit la poursuite des concertations avec l'Administration sur les modalités de la 6e période.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique avec par exemple en 2024 la réalisation de plus de 324 000 actions de rénovations de logements, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats d'économie d'énergie à des acteurs éligibles.

Au Royaume-Uni, de façon volontaire, EDF Energy aide les entreprises à explorer et à développer des solutions en leur permettant de réaliser des économies d'énergie, de carbone et de coûts, notamment grâce à la plate-forme de flexibilité *Powershift*.

Traitement comptable des certificats d'économie d'énergie

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Une provision est comptabilisée si le volume des certificats d'économies d'énergie réalisées délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie ou le cas échéant au coût de la pénalité libératoire pour la part des CEE que l'entreprise estime ne pas avoir la capacité de produire ou d'acheter.

20.2 Évaluation des actifs et passifs

20.2.1 Provisions liées à des enjeux environnementaux

Les provisions liées à des enjeux environnementaux concernent principalement celles liées à la production nucléaire, qui comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs. Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays, et d'autre part, des technologies et scénarios industriels. Ces provisions sont détaillées en note 15.

Elles concernent également les provisions liées aux dispositifs environnementaux qui incluent les provisions pour certificats d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelables et pour certificats d'économie d'énergie (CEE). Au 31 décembre 2024, ces provisions s'élèvent à 1 700 millions d'euros (1 707 millions d'euros au 31 décembre 2023), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 21.3. Ils font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Bussi) à Solvay et la cession des sites industriels d'Enimont à ENI en 1989.

20.2.2 Évaluation des actifs

Les enjeux climatiques sont pris en compte dans l'évaluation des actifs à long terme du Groupe au travers des tests de dépréciation. En particulier, les scénarios à long terme retenus pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lesquels le Groupe opère, s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation et notamment dans le cadre de l'Accord de Paris sur le climat. Comme indiqué en note 10.7, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, apports hydrauliques et abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent une prise en compte de l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est réalisée de manière à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité et vitesses de vent) et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2030 et 2050. Par ailleurs, les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que l'Accord de Paris à la maille mondiale, le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement de l'économie avec une électrification des usages.

Ainsi les tests de pertes de valeur à fin décembre 2024 intègrent les prix du CO_2 à 130 €$_{2023}$/t pour 2030, 170 €$_{2023}$/t pour 2040, 210 €$_{2023}$/t pour 2050.

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil, au Laos ou encore en Belgique. La valeur nette comptable des actifs concernés est de 4,9 milliards d'euros au 31 décembre 2024 (5,2 milliards d'euros au 31 décembre 2023) dont 2,8 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie (3,2 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie au 31 décembre 2023). La durée d'exploitation de ces actifs tient compte des engagements actuels du Groupe en matière de réduction des émissions et de réglementations locales.

En **France continentale**, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT, TAC), d'une valeur nette comptable de 1,5 milliard d'euros au 31 décembre 2024 (1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023) a représenté en 2024 environ 0,65 % de sa production totale d'électricité. Ces moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe sont sollicités de façon variable tout au long de l'année, et permettent en situation d'équilibre offre-demande tendue de jouer un rôle significatif vis-à-vis de la sécurité du système, ce qui avait été notamment le cas lors de l'hiver 2022.

En conséquence de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2026 au plus tard (prolongation imposée par l'État) et représente une valeur comptable nette de 0,1 milliard d'euros.

S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc afin d'en réduire les émissions de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre, la centrale de Bouchain notamment présentant des émissions de CO_2 de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne. Ces parcs représentent une valeur comptable nette de 1,0 milliard d'euros et dont la fin de durée d'exploitation s'étend de 2036 à fin 2041.

En France, dans les **territoires insulaires**, la production électrique est principalement assurée aujourd'hui par un parc thermique fonctionnant au fioul d'une valeur nette comptable de 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2024 (1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023), et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et d'autres renouvelables. EDF a annoncé le 4 octobre 2023 la décarbonation d'ici 2033 de la production d'électricité de l'ensemble des territoires insulaires dont il a la charge, en convertissant les centrales thermiques présentes sur ces territoires à la production d'électricité à partir de bioliquide, au lieu de sources d'énergies fossiles (la centrale de Port Est, La Réunion, a été convertie à la biomasse liquide le 4 décembre 2023 et le Groupe prévoit la conversion de la centrale de Lucciana en Haute-Corse fin 2025).

En **Belgique,** Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). La nouvelle centrale CCGT à Seraing, sélectionnée dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mecanism*) de type Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) et d'une puissance totale d'environ 870 MW est en construction depuis l'automne 2022 et sa mise en service est prévue pour le second semestre 2025.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de 14 Cycle Combiné Gaz (CCG). En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, Edison a mis en service en 2023 le premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et la centrale Greenfield de 760 MW de Presenzano, utilisant la même technologie, et à impact environnemental plus modéré (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La valeur nette comptable des centrales s'élève à 1,4 milliard d'euros, ces deux usines en représentant environ 65 % et leur durée d'exploitation prévue est de 25 ans. Les autres centrales CCG ont, à date, une durée d'exploitation qui se termine avant 2037.

20.3 Financement durable

20.3.1 *Green bonds*

Depuis 2013, le Groupe a procédé à des émissions d'obligations vertes (*green bonds*) pour l'équivalent de 16,4 milliards d'euros dont 12,2 milliards d'euros sont en circulation au 31 décembre 2024. Le cadre de financement des *green bonds* (*Green Financing Framework*) couvre les projets d'investissements éligibles qui respectent les critères de la Taxonomie européenne. Le *Green Financing Framework* a fait l'objet d'une revue par un tiers indépendant en 2022 confirmant son respect des meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la *Loan Syndications and Trading Association*).

En 2024, EDF a émis plusieurs *green bonds* pour le financement des réseaux de distribution et du parc nucléaire existant et des projets renouvelables pour un montant de 5 082 millions d'euros dont deux émissions obligataires hybrides pour un montant de 1 150 millions d'euros et de 500 millions de livres sterling.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes (voir section 6.7 du Document d'enregistrement universel 2023). Elle est disponible dans la page dédiée à la finance durable sur le site internet d'EDF.

20.3.2 *Social bonds* (Obligations sociales hybrides)

Le 26 mai 2021, EDF a lancé une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros ayant une première échéance en 2028.

Les fonds levés ont financé des projets éligibles tels que définis dans *le Social Bond Framework* du groupe EDF. Il s'agit de dépenses d'investissements engagées par EDF auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution en Europe et au Royaume-Uni.

La conformité du *Social Bond* Framework aux *Social Bond Principles* de l'International Capital Markets Association (ICMA) a été validée par un tiers indépendant.

20.3.3 Prêts bilatéraux verts

Depuis 2022, EDF a signé des prêts bilatéraux verts avec plusieurs grandes banques internationales pour un montant total de 6,2 milliards d'euros dont 5,2 milliards d'euros en 2024. Les fonds sont dédiés au refinancement des investissements dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF[1].

20.3.4 Lignes de crédit indexées sur des critères de durabilité

Le groupe EDF dispose de 22 lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de durabilité, qui intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement :

- un crédit syndiqué de 6 milliards d'euros avec plus de 36 banques d'une maturité de 5 ans renouvelable deux fois pour une année. La marge est ajustée en fonction de la performance de trois KPIs environnementaux. Signé en novembre 2024, il vient remplacer les lignes de crédit syndiquées précédentes de 4 milliards d'euros et de 1,5 milliard d'euros ;
- 21 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères de durabilité. Les marges sont ajustées en fonction de la performance des différents KPIs retenus avec les banques.

Au 31 décembre 2024, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères de durabilité non tirées (y compris les crédits syndiqués) représentent 11,7 milliards d'euros, soit 82 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4). En 2024, le Groupe respecte les indicateurs fixés.

20.4 Investissements bas carbone

En 2024, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels pour un montant de 26,4 milliards d'euros (21,4 milliards d'euros en 2023) composé pour 24,8 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels bruts (21 milliards d'euros en 2023) (voir notes 4 et 10.6) et pour 1,6 milliard d'investissements financiers bruts (0,4 milliard d'euros en 2023).

En 2024, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone soit un montant de 24,8 milliards d'euros répartis à 64 % dans le secteur nucléaire, 23 % dans les activités de réseaux, 11 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydrauliques) et 2 % dans les services énergétiques. Ces investissements regroupent les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Ils n'incluent donc pas les effets des sorties de périmètre, les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités et sont retraités des subventions d'investissement.

Par ailleurs, en 2024, 59 % des investissements du Groupe sont alignés avec la Taxonomie verte européenne (64 % en 2023) soit un montant de 15,6 milliards d'euros, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 22 % dans les activités de réseaux, 10 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique). Il est à noter que ces indicateurs n'incluent pas les activités suivantes, non éligibles selon la taxonomie mais considérées comme bas carbone par le Groupe : les activités nucléaires hors Union européenne (activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni) et les activités connexes à l'activité de production nucléaire telles que les activités de conception, de construction et de fourniture d'équipements pour les centrales nucléaires de Framatome et d'Arabelle Solutions. L'alignement des investissements du Groupe pour l'ensemble de nos activités sans ces restrictions s'élèverait à 94 %.

(1) Selon l'étude Analyse Cycle de Vie du kWh nucléaire *d'EDF* publiée par EDF en 2022 et revue par des experts indépendants, www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-dedf

20.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les dépenses liées à l'environnement sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources (ouvrages pour faciliter le passage des poissons migrateurs, installations de traitements des effluents ...) ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Afin de remplir son objectif d'entreprise responsable à l'égard de l'environnement, le Groupe mobilise l'ensemble de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Les dépenses identifiées par le Groupe sur les différents enjeux environnementaux sont présentées dans le chapitre 3 du Document d'enregistrement universel 2024. Certaines de ces actions sont présentées ci-après.

20.5.1 Dépenses de recherche et développement (R&D)

Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial, tant sur la transition électrique, climatique, numérique que sociétale.

En 2024, les dépenses du groupe EDF en R&D s'élèvent à 752 millions d'euros. Elles se composent de la R&D d'EDF SA pour 533 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, Arabelle Solutions, EDF Energy et Edison.

En France, l'intégralité des dépenses d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces dépenses portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Les activités de recherche liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du diagnostic de performance électrique, l'amélioration des techniques des réseaux de chauffage et de refroidissement urbains, les plateformes d'échange sur les études concernant la transition écologique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

20.5.2 Autres dépenses en faveur des enjeux de durabilité

Actions en faveur de la biodiversité

Engagé depuis 2006 en faveur de la biodiversité à travers une politique dédiée, l'ambition biodiversité du groupe EDF se traduit aujourd'hui dans son engagement dans deux dispositifs « Entreprises engagées pour la nature » et « act4nature international ». Ces engagements volontaires comptent une vingtaine d'actions qui portent sur la réduction de la contribution aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité (tels qu'identifiés par l'IPBES-équivalent du GIEC pour la Biodiversité), la recréation d'espaces et de conditions favorables à la biodiversité, le renforcement de l'amélioration des connaissances et leur partage, le renforcement de la gouvernance de la biodiversité et la sensibilisation des salariés.

Au-delà de ces engagements volontaires, le Groupe, par l'intermédiaire d'EDF Hydro et de ses activités hydroélectriques, a réalisé en France continentale entre 2014 et 2024 près de 70 dispositifs permettant de faciliter la migration piscicole sur des sites à enjeux écologique (classés en « liste 2 » au titre de la « loi sur l'eau et les milieux aquatiques »), qui représentent un montant d'investissements cumulés de 126 millions d'euros (subventions incluses et pour l'ensemble des dispositifs). Il s'agit d'équipements de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière.

Adaptation du parc nucléaire

Concernant l'adaptation du parc nucléaire actuel et futur en France, outre les travaux relatifs à la sûreté et la sécurité notamment règlementaires ou en lien avec des prescriptions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, EDF a mis en place un plan d'adaptation des installations et de leurs activités. Le projet ADAPT s'inscrit dans une approche systémique qui vise à analyser la résilience de l'ensemble des écosystèmes qu'ils soient naturels ou socioéconomiques et dont dépend la capacité à produire des installations.

Ce plan intègre en particulier le caractère systémique et évolutif du dérèglement climatique. Ces travaux permettent, entre autres :

- d'imaginer les futurs climatiques des territoires à divers horizons temporels ;
- d'améliorer le niveau de protection de nos installations contre les aléas naturels en quantifiant mieux les niveaux extrêmes de ces derniers ;
- de réduire l'impact environnemental de nos installations ;
- d'identifier des solutions innovantes permettant par exemple de récupérer l'eau évaporée au sein de tours aéroréfrigérantes et, dans un futur proche, de tester les plus prometteuses in situ.

L'accélération du dérèglement climatique conduit également le Groupe à renforcer ses capacités en matière de R&D et d'ingénierie en augmentant le recrutement de compétences clés dans tous les domaines associés : climatologie, hydrogéologie, environnement, et bien sûr dans la filière de l'ingénierie technique.

20.6 EDF, un investisseur responsable

EDF promeut l'innovation pour contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone, au travers d'investissements dans des start-up et dans des fonds de capital-risque dédiés à l'innovation (programme EDF Pulse Ventures), ainsi que sur le développement de projets d'intrapreneuriat (programme EDF Pulse Incubation). Plusieurs filiales ont ainsi été créées par le Groupe, à l'instar d'Hynamics, filiale dédiée à la production et à la commercialisation de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau, afin de couvrir les besoins de l'industrie et de la mobilité lourde et Oklima, filiale spécialisée dans la contribution carbone qui développe des projets en lien avec la séquestration de carbone ou à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La raison d'être du Groupe se traduit également dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (40,3 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2024), dans le cadre de la charte d'investisseur responsable mise en place en 2020, déclinée selon trois axes (respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU ; respect des grandes conventions internationales relatives aux droits de l'homme ; bilan annuel relatif aux investissements responsables), applicable aux actifs gérés en direct comme aux actifs dont la gestion est déléguée à des sociétés spécialisées.

En 2024, en particulier, un bilan du respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU et des grandes conventions internationales par les sociétés de gestion délégataires a été dressé et, s'agissant du risque climatique, un bilan des émissions carbone a été établi portant sur les actifs cotés ou non cotés. Des analyses de scénarios climatiques, intégrées désormais aux études de rendement et de risque des actifs dédiés, ont été réalisées, conformément aux recommandations du réseau NGFS (*Network for Greening the Financial System*), visant à évaluer le risque de sous-couverture des provisions nucléaires en cas de scénario de stress climatique susceptible d'affecter la valeur des actifs de couverture en fonction des horizons de temps. En outre, pour chacun des scénarios climatiques étudiés, des projections des émissions carbone du portefeuille ont été réalisées.

En ce qui concerne EDF Gestion, les émissions carbones des actions cotées sont proches de leur benchmark et celles des obligations d'entreprises cotées sont inférieures à leur benchmark grâce à la gestion active du portefeuille.

En ce qui concerne les actifs dédiés non cotés, EDF Invest s'engage à ce que ses décisions d'investissement et de gestion des participations intègrent au mieux les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), notamment en incitant ses partenaires et le management des actifs détenus en direct à mettre en place un bilan carbone, à définir des objectifs de « zéro émission nette » d'ici à 2050 et des plans d'actions pour y parvenir, ainsi qu'à engager une revue des risques climatiques.

En outre, la captive d'assurance Wagram du Groupe a adhéré en 2024 au programme d'assurance durable des nations unies PSI (*Principles for Sustainable Insurance*).

20.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité

Rémunérations des dirigeants liées à des objectifs de durabilité

En cohérence avec la volonté d'EDF de promouvoir une performance intégrée fondée à la fois sur la finance et sur la RSE, la rémunération variable annuelle des cadres dirigeants du Groupe intègre également des critères financiers et des critères extra-financiers qui peuvent représenter jusqu'à 21 %. Ils se composent de critères liés au climat et de critères sociaux.

La rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants du Groupe est également fondée, au-delà des critères financiers, sur des critères extra-financiers. Ils représentent actuellement 30 % de cette rémunération variable long terme, en progression par rapport aux 20 % précédents.

Électrification de la flotte de véhicules

En devenant le premier groupe français à signer l'engagement EV100, EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030. À fin 2024, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 48 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à 35,6 % (plus de 17 150 véhicules électriques, soit plus de 3 450 véhicules électriques de plus qu'à fin 2023). À travers la signature de cet engagement, le Groupe encourage également ses salariés à la maîtrise de leur consommation d'énergie et à la diminution de leur empreinte carbone en leur permettant d'avoir accès à des offres compétitives auprès de fournisseurs automobiles ainsi qu'à des offres sur les services de recharge commercialisés par les filiales du groupe EDF.

Par ailleurs, pour l'exercice 2024, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente 9,6 % des critères d'intéressement d'Enedis. Dans le cadre du nouvel accord d'intéressement d'EDF SA mis en œuvre à partir de l'exercice 2024, le taux d'utilisation électrique de la flotte de véhicules légers d'EDF SA représente 7,5 % des critères d'intéressement.

Note 21 Passifs et actifs éventuels

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'évènements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Un actif éventuel est un actif potentiel résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2024 sont les suivants :

21.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour les exercices 2012 à 2021, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par une décision du 5 juillet 2024, la Cour administrative d'appel de Paris a rendu un arrêt en tous points identique à la décision de première instance et validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées, mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. Cette décision n'a aucune conséquence financière pour EDF dans la mesure où elle avait déjà décaissé 297 millions d'euros en 2022 en exécution de la décision de première instance. La Société a formé un pourvoi en cassation à l'encontre de la partie qui lui est défavorable de cette décision. Par ailleurs, le Ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie favorable à la Société.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF International a donc liquidé l'impôt en exécution de ces décisions contre lesquelles elle a également fait appel. Par un arrêt du 25 janvier 2022, la Cour administrative d'appel de Versailles a fait droit aux arguments de la Société et a annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. La Société s'est vu restituer début 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés. Par un arrêt du 16 novembre 2022, le Conseil d'État a cassé l'arrêt de la Cour administrative d'appel favorable à la Société et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour pour y être rejugée. En application de cette décision, l'entreprise a restitué la totalité des montants précédemment encaissés.

Le 28 novembre 2023, la Cour administrative d'appel de renvoi a rejeté les nouveaux arguments de la Société qui a formé fin janvier 2024 un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

21.2 Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Sept procédures au fond ont été initiées par des fournisseurs alternatifs en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Sur ces sept contentieux, quatre sont définitivement clos et trois sont encore en cours : Hydroption, TotalEnergies et Ekwateur.

Dans l'affaire Hydroption, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond le 13 avril 2021 condamnant EDF à verser à Hydroption 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023 a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Par un arrêt du 24 juin 2024, la Cour d'appel de Paris a de nouveau infirmé le jugement du Tribunal de commerce et rejeté les demandes indemnitaires d'Hydroption. Le 8 novembre 2024, le liquidateur s'est pourvu en cassation.

Dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond le 30 novembre 2021 condamnant EDF à verser à titre de dommages et intérêts 53,9 millions d'euros à TotalEnergies d'une part et 1,8 millions d'euros à Ekwateur d'autre part. EDF a fait appel de ces deux jugements. L'audience de plaidoirie devant la Cour d'appel de Paris est prévue le 20 mars 2025.

21.3 Edison

Accord environnemental avec ENI

Le 31 juillet 2023 a été signé un accord entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989. Les objectifs de l'accord sont notamment de : i) mettre fin à des litiges pendants devant la Cour d'appel de Milan et prévenir tout autre litige, pour des cas et sur des questions similaires qui pourraient survenir à l'avenir ; ii) convenir du cadre de conduite mutuelle sur les questions environnementales liées à ces sites et résoudre les problèmes environnementaux résultant de la pollution historique sur une base 50/50.

L'accord représente un tournant d'une importance majeure dans les activités de régénération du territoire et de restauration de lieux, comme ceux en question, fortement impactés par les processus d'industrialisation survenus au siècle dernier.

Suivant la signature de l'accord, Edison avait constitué au 31 décembre 2023 une provision de 430 millions d'euros. Une provision complémentaire de 587 millions d'euros a été enregistrée en 2024 compte tenu des nouvelles évaluations techniques et juridiques sur les activités réalisées ou à mettre en œuvre avec ENI dans les années à venir (voir note 17.2). Des estimations des coûts futurs sont en cours.

En 2024, Edison a constitué Edison Regea S.r.l., la société chargée de faciliter opérationnellement l'exécution de l'accord et, en général, de coordonner toutes les activités environnementales du Groupe.

Mantoue - Procédure pénale

Le ministère public de Mantoue a décidé d'engager des procédures pénales à l'encontre de certains dirigeants exécutifs travaillant ou ayant travaillé pour Edison depuis 2015 et de certains représentants légaux d'Edison, sur le fondement du « décret législatif » 231 de 2001 et en raison d'infractions environnementales prétendues qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue. Ces ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'État d'avril 2020, et décrites ci-dessous. La procédure est en cours.

L'usine pétrochimique de Mantoue - dont Edison (en tant que successeur de Montedison) n'est ni propriétaire ni gestionnaire depuis 1990 - a fait l'objet d'un programme complexe et de grande ampleur d'activités d'assainissement et de restauration de l'environnement qui a également porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a décidé d'engager une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement opérationnels à la suite de l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

Mantoue - Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi qu'à l'ensemble du site pétrochimique de Mantoue vendus par Montedison au groupe ENI en 1990, et ce, en dépit de deux accords de règlement signés par ENI et le ministère de l'Environnement et portant sur ces questions environnementales.

Edison a interjeté appel de toutes ces ordonnances devant le Tribunal administratif régional de Lombardie, section de Brescia mais a été débouté en août 2018. Edison s'est ensuite pourvue devant le Conseil d'État italien qui a rejeté le recours d'Edison dans un arrêt du 1er avril 2020 confirmant les décisions de première instance. Edison a introduit un recours devant la CEDH contre cette décision, et la procédure est en cours. Comme indiqué ci-dessus, Edison a cependant déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant notamment à une série d'appels d'offres.

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénale, ont été engagées. Les procédures sont toujours en cours.

Procédures administratives

- La province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. Puis, la Province a également ordonné à Edison SpA, considérée comme responsable de la pollution, le retrait des déchets présents sur ces terrains. Edison a fait appel tout d'abord devant le Tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'État italien. Après le rejet en

avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'État, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de cassation, le Conseil d'État et la Cour européenne des droits de l'Homme (CEDH). La procédure devant le Conseil d'État et celle devant la Cour de cassation ont été rejetées, celles devant la CEDH se poursuit.

- Edison a commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics.

Arbitrage

- En 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des représentations et garanties en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession.
- Fin juin 2021, la sentence du Tribunal arbitral, faisant largement droit aux demandes de Solvay Specialty Polymers Italy en relation avec les garanties environnementales consenties par Montedison dans le cadre du contrat de vente de la société Ausimont, signé en 2001, a condamné Edison à verser une indemnisation d'un montant de 91 millions d'euros pour la période allant de mai 2002 (date de clôture) à décembre 2016. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.
- L'appel d'Edison contre la décision arbitrale devant le Tribunal fédéral suisse de Lausanne a été rejeté en janvier 2022. La procédure d'exécution de la sentence arbitrale devant la Cour d'appel de Milan s'est clôturée le 24 janvier 2023 avec le rejet de l'action d'Edison. L'arrêt arbitral est donc exécutoire. Edison a fait appel du jugement devant la Cour de cassation et la date de l'audience n'a pas encore été fixée.
- Enfin, le Tribunal arbitral a reporté la quantification des dommages subis par Solvay Specialty Polymers Italy pour la période postérieure à décembre 2016 et des honoraires d'avocat supportés par les parties à une phase ultérieure de l'arbitrage, sauf accord amiable des parties. Une audience a eu lieu en septembre 2023. La décision définitive du tribunal a été communiquée aux parties le 20 janvier 2025 et Edison a été condamné à indemniser Solvay Specialty Polymers Italy d'environ 90 millions d'euros supplémentaires qui font l'objet d'une provision.

Deux procédures civiles :

- Le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement, la Région Abruzzes et la Présidence du Conseil des Ministres ont engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de pollution environnementale. En décembre 2024 un rapport de l'expertise technique judiciaire a été reçu et Edison a déposé en retour ses contre-arguments auprès du Tribunal. Les délais pour la conclusion de cette procédure ne sont pas connus et la procédure est toujours en cours.
- En 2023, une action en justice similaire a été intentée par la municipalité de Bussi sul Tirino pour obtenir l'indemnisation des dommages prétendument subis en relation avec la pollution survenue dans la zone. Les débats en sont à leur phase introductive.

21.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Depuis le 31 décembre 2024, le groupe EDF fait l'objet de deux procédures devant l'Autorité de la concurrence (plainte Plüm et plainte Xélan). Ces procédures sont en cours.

21.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1er août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours judiciaire fondé notamment sur des motifs d'inconstitutionnalité et d'inconventionnalité. Cette contribution a été mise en place dans le cadre du Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) adopté le 6 octobre 2022 par l'Union européenne. Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

21.6 Contentieux E-Pango

La société E-Pango a assigné EDF et également les sociétés RTE et Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris le 14 décembre 2023 aux fins d'obtenir la réparation intégrale du préjudice qui lui aurait été causé suite à la résiliation de l'Accord de Responsable d'Équilibre qu'elle avait conclu avec RTE ; cette résiliation ayant entraîné la suspension de son autorisation d'achat pour revente conduisant au basculement de ses clients en offre de secours dont EDF assure la fourniture à titre transitoire.

E-Pango considère que la résiliation de son Accord avec RTE a été effectuée de manière abusive et relève par ailleurs d'une véritable stratégie d'éviction de RTE, avec le concours d'Enedis et ce au bénéfice d'EDF.

E-Pango sollicite ainsi la réparation intégrale de son préjudice à hauteur d'environ 150 millions d'euros lié notamment à l'arrêt de son activité de fournisseur, la perte de valeur économique de son positionnement concurrentiel.

En parallèle, E-Pango a porté plainte devant l'Autorité de la concurrence, qui s'est déclarée incompétente par décision du 7 septembre 2023 pour statuer sur les pratiques anticoncurrentielles dénoncées par E-Pango. E-Pango a formé un recours devant la Cour d'appel de Paris.

L'audience devant le Tribunal de commerce de Paris s'est déroulée le 27 mai 2024 au cours de laquelle EDF (de même que Enedis et RTE) a demandé un sursis à statuer dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris. Le 2 juillet 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement ordonnant le sursis à statuer.

21.7 Contentieux indemnitaire ENGIE

La société ENGIE a assigné EDF ainsi que ses filiales Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et IZI Confort devant le Tribunal de commerce de Paris le 13 juin 2024, aux fins d'obtenir la réparation du préjudice qu'elle prétend avoir subi du fait de pratiques sanctionnées par l'Autorité de la concurrence au terme de la décision n°22-D-06 du 22 février 2022.

EDF conteste fermement le bien-fondé des demandes de la société ENGIE. La procédure devant le Tribunal de commerce est en cours.

21.8 Contrats de consultants - Enquête pénale

Le 28 juillet 2016, la Cour des comptes a transmis au Parquet national financier son rapport relatif à la politique des achats d'EDF. À la suite de la transmission de ce rapport, le Parquet national financier a ouvert une enquête préliminaire et chargé la Brigade de répression de la délinquance économique (BRDE) des investigations. En octobre 2023, Henri Proglio, Alain Tchernonog et EDF ont été cités à comparaître du 21 mai au 13 juin 2024 pour la commission d'un prétendu délit de favoritisme relatif au recrutement de consultants extérieurs (14 consultants). EDF a soulevé la prescription des poursuites et a contesté l'infraction alléguée.

À l'issue de l'audience, le Parquet a requis à l'encontre d'Henri Proglio une peine de deux ans d'emprisonnement et 200 000 euros d'amende et à l'encontre d'EDF la peine d'un million d'euros d'amende. Il n'a pas requis la peine complémentaire d'interdiction des marchés publics.

Par jugement rendu le 30 septembre, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus.

21.9 Litiges en matière sociale

EDF et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges en matière sociale. Le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe.

Par ailleurs, EDF et ses filiales en France font régulièrement l'objet de contrôles et vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF.

21.10 Arbitrage Venture Global

En 2017 Edison a signé avec la société américaine Venture Global LNG Inc un contrat pour l'exportation des États-Unis de gaz naturel liquéfié. Les premières livraisons étaient attendues pour l'année 2023.

À ce jour, en contradiction avec ses obligations contractuelles, Venture Global n'a toujours pas commencé la mise à disposition au profit d'Edison des volumes prévus et a plutôt choisi de vendre ce gaz à des tiers sur le marché de gros de court terme.

En réponse à cette décision, en mai 2023, Edison a engagé un arbitrage contre la société américaine. La demande d'indemnisation s'élève à environ 1 500 millions de dollars. L'audience devant le Tribunal arbitral s'est tenue en octobre 2024 et la décision est toujours en attente.

21.11 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs

Enedis a assigné la société ITRON le 30 juillet 2024 devant le Tribunal de Commerce de Nanterre en raison de défauts qu'elle a constatés en 2022 sur certains compteurs (PME-PMI) de ses clients. Cette assignation est assortie d'une demande indemnitaire d'environ 113 millions euros.

Note 22 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2024. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

22.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	22.1.1	70 464	64 201
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	22.1.2	17 984	17 605
Engagements donnés liés aux opérations de financement	22.1.3	6 004	6 043
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**94 452**	**87 849**

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

22.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Engagements d'achats de combustible et d'énergie[1]	45 895	43 548
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	24 222	20 103
Engagements de location en tant que preneur	347	550
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**70 464**	**64 201**

(1) Hors achats de gaz et services associés.

22.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées, qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé, avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2024, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2024					31/12/2023
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés	30 548	4 216	8 392	6 951	10 989	29 142
Achats d'autres énergies et de matières premières[1]	413	103	158	152	-	390
Achats de combustible nucléaire	14 934	2 331	6 482	4 498	1 623	14 016
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**45 895**	**6 650**	**15 032**	**11 601**	**12 612**	**43 548**

(1) Hors achats de gaz et services associés (voir note 22.1.1.4).

22.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité au 31 décembre 2024 proviennent principalement d'EDF Energy et d'EDF. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

L'évolution sur l'année est due principalement à une augmentation des volumes d'engagements d'achats chez EDF (SEI) du fait de nouveaux contrats, ainsi que d'un effet change positif chez EDF Energy, compensés partiellement par une baisse des prix de l'électricité projetés et des volumes contractés par EDF Energy.

D'autre part, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 48 TWh pour l'exercice 2024 (50 TWh pour 2023), dont 5 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2023), 20 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2023), 15 TWh au titre du photovoltaïque (14 Wh pour 2023) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2023).

22.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de combustible biomasse, utilisées par Dalkia dans le cadre de ses activités.

22.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

22.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2024, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	101	12	42	47	112
EDF	51	2	13	36	52

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour un volume maximal de 11,9 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles entre 3 et 20 ans selon les contrats.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 0,5 milliard de mètres cubes par an.

Edison a conclu en 2017 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an, soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel, pendant 20 ans) dont la livraison était prévue à partir de 2023. Suite à l'absence de livraisons de GNL, Edison a initié une procédure d'arbitrage à l'encontre de Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA) (voir note 21.10).

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 million de tonne de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans. EDF a également signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

Certains de ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non.

Contrats de services associés à l'activité gaz

Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée (voir note 17.2).

22.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2024, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	14 773	4 314	5 459	5 000	11 805
Engagements sur achats d'exploitation[1]	9 307	4 928	3 480	899	8 116
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	142	51	78	13	182
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION[2]	**24 222**	**9 293**	**9 017**	**5 912**	**20 103**

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 2 697 millions d'euros au 31 décembre 2024 (2 186 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2024, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, EDF, Edison et Framatome.

Leur évolution s'explique essentiellement par la reprise par EDF de garanties maison-mère octroyées à des clients d'Arabelle Solutions dans le cadre de l'acquisition le 31 mai 2024 des activités nucléaires de GE Vernova, pour 2 milliards d'euros.

22.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF Renouvelables	5 392	4 912
Edison	2 031	2 228
EDF	3 618	1 413
Framatome	971	977
EDF Energy	941	847
Autres entités	1 820	1 428
TOTAL	**14 773**	**11 805**

22.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	3 316	3 294
Framatome	1 572	1 724
Enedis	1 066	1 029
Arabelle Solutions	1 364	-
EDF Renouvelables	832	673
EDF Energy	404	380
Autres entités	753	1 016
TOTAL	**9 307**	**8 116**

22.1.1.2.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2024, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	**347**	**54**	**156**	**137**	**550**

Pour rappel, seuls subsistent en engagements hors bilan :

- les contrats exemptés de comptabilisation en application d'IFRS 16. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2024 s'établit à 105 millions d'euros (108 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- les contrats de location liés à des actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction). La reconnaissance du droit d'utilisation et de la dette locative au bilan se fera à la mise à disposition de l'actif loué. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2024 s'établit à 242 millions d'euros (442 millions d'euros au 31 décembre 2023) en baisse du fait notamment de la réception par le Groupe d'un navire en décembre 2024.

22.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2024, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 865	11 052	5 456	357	16 065
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	908	71	837	-	1 247
Autres engagements donnés liés aux investissements	211	148	17	46	293
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT(1)	**17 984**	**11 271**	**6 310**	**403**	**17 605**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 163 millions d'euros au 31 décembre 2024 (161 millions d'euros au 31 décembre 2023).

22.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	5 268	4 820
EDF Energy	4 476	4 662
Enedis	4 229	3 089
EDF Renouvelables	920	1 995
PEI	911	557
Framatome	600	572
Autres entités	461	370
TOTAL	**16 865**	**16 065**

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF SA pour 5,3 milliards d'euros (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, visites décennales et, pour un montant limité, au projet EPR 2), EDF Energy à hauteur de 4,5 milliards d'euros (principalement engagements liés à HPC) et Enedis pour 4,2 milliards d'euros.

S'agissant d'EPR 2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

L'augmentation des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels sur l'année 2024 est principalement liée au renouvellement, chez Enedis, du marché de fournitures des transformateurs HTA/BT assurant la liaison entre le réseau haute tension et le réseau basse tension et de câbles, et sur EDF, du lancement des travaux de construction de la centrale bioénergie du Ricanto, en Corse, portée par sa filiale PEI (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 22 novembre 2024) et des nouveaux contrats relatifs au programme des visites décennales des centrales nucléaires. A contrario, les engagements d'EDF Renouvelables diminuent compte tenu de l'avancement des projets qui étaient en cours de construction.

22.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

La diminution des engagements sur acquisition d'actifs financiers est principalement due à l'acquisition en 2024 des entrepôts logistiques de Nordic Logistics en Suède ainsi que dans l'opérateur de ferries Fjord1 en Norvège dans le cadre de la gestion des actifs dédiés à la sécurisation du financement de ses obligations nucléaires à long terme du Groupe en France.

D'autres engagements relatifs aux titres de participations sont non valorisables. Ils concernent principalement la Belgique : Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui prévoit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres *via* une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1er juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) dispose d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en août 2031. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre mai 2029 et août 2031.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2024, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est limitée.

22.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2024 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans Sinop Energia.

22.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2024 sont les suivants :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 656	1 250	418	1 988	3 760
Garanties financières données	1 195	73	617	505	1 216
Autres engagements donnés liés au financement	1 153	886	253	14	1 067
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT[1]	**6 004**	**2 209**	**1 288**	**2 507**	**6 043**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées données aux coentreprises pour un montant de 1 540 millions d'euros au 31 décembre 2024 (2 113 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables et EDF Trading.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF Renouvelables dans le cadre du financement de ses projets.

22.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation[1]	22.2.1	13 841	9 466
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	22.2.2	532	206
Engagements reçus liés aux opérations de financement[2]	22.2.3	15	13
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS		**14 388**	**9 685**

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 22.2.1.3)

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillées en note 18.4

22.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2024 sont les suivants :

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	104	29	55	20	429
Engagements sur ventes d'exploitation	11 885	3 258	5 727	2 900	7 098
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 791	1 129	437	225	1 895
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	61	41	19	1	44
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**13 841**	**4 457**	**6 238**	**3 146**	**9 466**

22.2.1.1 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés), ainsi que des contrats de livraisons d'équipements (turbines et alternateurs) pour des centrales nucléaires chez Arabelle Solutions. La hausse significative des engagements de 4 787 millions d'euros s'explique essentiellement par l'entrée du carnet de commande d'Arabelle Solutions, dont l'acquisition a été finalisée le 31 mai 2024 et, par l'entrée en vigueur des contrats conclus par le Groupe pour le projet de centrales nucléaires au Royaume-Uni de Sizewell C, consolidé au sein du Groupe par mise en équivalence à partir du 31 décembre 2024 (voir note 3.1.3).

22.2.1.2 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement Framatome dans le cadre de contrats de fourniture et d'assistance technique pour des centrales nucléaires et EDF avec des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

22.2.1.3 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci- après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 120 TWh depuis la loi du 16 août 2022 (voir note 5.1.1).

22.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**532**	**360**	**-**	**172**	**206**

La hausse des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par 345 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie, d'un partenaire bancaire, dans le cadre d'une opération de mise en pension livrée de titres détenus par EDF.

22.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2024				31/12/2023
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**15**	**3**	**12**	**-**	**13**

Note 23 Parties liées

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État[1]		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Chiffre d'affaires	913	1 112	-	-	3 058	3 514	3 971	4 626
Achats d'énergie	4 038	4 218	2	2	3 547	2 893	7 587	7 113
Achats externes	4	11	7	7	202	126	213	144
Actifs financiers	355	180	-	-	-	-	355	180
Autres actifs	724	952	-	-	659	672	1 383	1 624
Passifs financiers	-	-	-	-	1	-	1	-
Autres passifs non financiers	1 001	1 495	1	1	851	754	1 853	2 250

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la dette CSPE.

23.1 Transactions avec les entreprises associées du périmètre de consolidation

Les transactions avec les principales entreprises associées, CTE (société détentrice de RTE) et Taishan, sont présentées en note 12.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés qui ont une activité conjointe avec le Groupe, sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

23.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État

23.2.1 Relations avec l'État

Suite à la mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023 et au rachat des actions propres, l'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2024. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de Service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

23.2.2 Relations avec ENGIE

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus. L'Unité Médico-Sociale (UMS) reste la dernière entité mixte, au sein du service commun, à prester pour les deux distributeurs (Enedis et GRDF).

En ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, et suite à l'adoption de l'article 96 de la loi de finances pour 2022, le décret n°2023-554 du 30 juin 2023 portant modification simplifiée de la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse fixe la fin d'exploitation des réseaux de Gaz de Pétrole Liquéfié au 31 décembre 2038 et organise la fin progressive des usages à partir de 2024.

Par ailleurs un décret n° 2023-872 du 12 septembre 2023 acte les modalités de prise en charge partielle par l'État des coûts associés à la conversion des usages de gaz pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Les appels d'offres des concessions des villes d'Ajaccio et de Bastia ont été relancés après avoir été déclarés infructueux. Les réponses à appel d'offres par ENGIE sont en cours pour une attribution d'ici l'été 2025.

À ce stade, ces évolutions sont sans impact pour EDF mais une fois le renouvellement des concessions acté, EDF sera sollicitée pour travailler sur quelques secteurs tests afin de déterminer le planning d'abandon progressif du GPL sur les 15 prochaines années. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessiteront des investissements de renforcement des réseaux de distribution d'électricité.

23.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.1.1.1.

23.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2024 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 17,1 millions d'euros en 2024 (18,7 millions d'euros en 2023, ce montant intègre des bonus long terme conditionnés à l'atteinte de critères de performance sur la période 2022-2023). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 24 Événements postérieurs à la clôture

Le 6 janvier 2025, EDF a lancé l'émission de 1,9 milliard de dollars U.S. en trois tranches d'obligations senior, dont le règlement-livraison est intervenu le 13 janvier 2025, ainsi que 500 millions de dollars U.S. d'obligations senior verte, dont le règlement-livraison est intervenu le 20 janvier 2025 (*cf.* communiqués de presse du Groupe du 6 janvier 2025).

Note 25 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2024 :

	Réseau PWC		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 399	15,4	2 553	10,2
Entités contrôlées[1]	10 907	49,3	15 757	63,1
Sous-total	**14 306**	**64,7**	**18 310**	**73,3**
Certification des informations en matière de durabilité[2]				
EDF	1 000	4,5	1 000	4,0
Entités contrôlées[2]	-	-	336	1,4
Sous-total	**1 000**	**4,5**	**1 336**	**5,4**
Services autres que la certification des comptes (SACC)[3] et la certification des informations en matière de durabilité				
EDF	1 604	7,3	4 471	17,9
Entités contrôlées[1]	5 206	23,5	860	3,4
Sous-total	**6 810**	**30,8**	**5 331**	**21,3**
TOTAL	**22 116**	**100,0**	**24 977**	**100,0**

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) La réglementation CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe à compter de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir note 20). Les entités contrôlées correspondent à Edison et Électricité de Strasbourg qui émettent leur propre rapport de durabilité.

(3) Les prestations fournies couvrent les Services Autres que la Certification des Comptes (SACC) requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières (ii) l'émission de lettres de confort dans le cadre d'opérations de financement du Groupe (iii) des prestations rendues lors d'acquisitions ou cessions d'entités (iv) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (v) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2023

	Réseau PWC		Réseau KPMG		Réseau Deloitte	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés						
EDF	2 628	15,3	2 523	11,7	-	-
Entités contrôlées[1]	5 362	31,3	16 920	78,3	1 758	83,7
Sous-total	**7 990**	**46,6**	**19 443**	**89,9**	**1 758**	**83,7**
Services autres que la certification des comptes (SACC)[2]						
EDF	1 302	7,6	1 181	5,5	-	-
Entités contrôlées[1]	7 849	45,8	996	4,6	343	16,3
Sous-total	**9 151**	**53,4**	**2 176**	**10,1**	**343**	**16,3**
TOTAL	**17 141**	**100,0**	**21 620**	**100,0**	**2 101**	**100,0**

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les Services Autres que la Certification des Comptes (SACC) requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors d'acquisitions ou cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2024

À l'assemblée générale de la société Électricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« EDF », « la Société » ou « le Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2024, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité des risques et de l'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie "Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2024 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.3.4.2, 1.3.4.5, 15, 18.1 et 20 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2024, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 53 821 millions d'euros, dont 31 605 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 22 216 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et des derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.3.4.2 et 15.1 de l'annexe aux comptes consolidés. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les hypothèses retenues reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction, de gestion des combustibles usés, d'entreposage, d'évacuation et de stockage des déchets radioactifs. Elles tiennent également compte de l'évolution de principaux paramètres financiers d'inflation et d'actualisation. Comme chaque année, les charges encourues ainsi que les combustibles engagés sur la période sont également reflétés dans les variations de provisions.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la Société est tenue de constituer des actifs dits « dédiés » pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme. La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondantes au coût actualisé des obligations financées par ces actifs (notes 1.3.4.5, 15.1.2 et 18.1 de l'annexe aux comptes consolidés).

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements, d'avancement des travaux en lien avec les dépenses réalisées et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Les actifs dédiés comprennent (i) des actifs dits de rendement, composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ; (ii) des actifs dits de croissance, composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ; et (iii) des actifs dits de taux, composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Leur valeur de réalisation s'élève à 40 320 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 37 712 millions d'euros) au 31 décembre 2024.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés constitue un point clé de l'audit en raison :

- De la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes d'hypothèses et scénarios industriels de déconstruction, de retraitement du combustible usé et de stockage des déchets, de coûts, incertitudes et aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- Des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation de actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

Étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- Des marges pour risques et incertitudes intégrées aux provisions afin de tenir compte de la maturité des projets et du degré de maîtrise des techniques de démantèlement à mettre en œuvre ainsi que des risques spécifiques de réalisation identifiés ;
- Des effets de série et de mutualisation retenus dans le chiffrage du devis de déconstruction des centrales en exploitation et des éléments de retour d'expérience tirés de la préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021, en vue de leur transposition aux autres centrales.

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites dans la note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données et références de marché disponibles.

S'agissant des actifs dédiés, nous avons rapproché leur valeur de réalisation figurant dans la note 15.1.2.4 de l'annexe aux comptes consolidés avec les relevés des dépositaires, les valeurs boursières, ou le cas échéant, avec les évaluations réalisées par les experts externes mandatés par la Société et avons revu ces valorisations avec l'aide de nos experts.

Enfin, nous avons vérifié la concordance des données relatives à la détermination des provisions avec les états financiers et le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe, notamment la sensibilité de l'évaluation des provisions nucléaires à la variation des hypothèses macro-économiques et techniques (note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés).

Évaluation des goodwill et actifs incorporels et corporels des activités de production et de commercialisation

Notes 1.3.4.1, 1.3.4.4, 10 et 20.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2024, les goodwill et actifs incorporels et corporels (hors immobilisations de concessions) sont inscrits au bilan pour une valeur nette comptable de respectivement 7 108 millions d'euros et de 120 667 millions d'euros, représentant des montants significatifs dans les comptes consolidés du groupe.
Les notes 1.3.4.4 et 10.7 de l'annexe aux comptes consolidés décrivent les méthodologies retenues pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur et les modalités de mise en œuvre des tests de dépréciation. La note 20.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés décrit également la manière dont les enjeux climatiques sont pris en compte dans les tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT. Ils sont réalisés chaque année pour les UGT ou groupes d'UGT comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond généralement, pour ces UGT ou groupes d'UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection de flux de trésorerie futurs actualisés. Ces tests ont donné lieu, comme indiqué dans la note 10.7 de l'annexe aux comptes consolidés, à la comptabilisation d'une dépréciation totale de 1 835 millions d'euros en 2024, dont 1 116 millions d'euros au titre de l'actif nucléaire en cours de construction de Hinkley Point C (HPC) et 70 millions d'euros au titre du goodwill d'EDF Energy.
Nous avons considéré que l'évaluation des goodwill et actifs incorporels et corporels des activités de production et de commercialisation en France et au Royaume-Uni constitue un point clé de l'audit compte tenu :

- De leur importance au regard du bilan consolidé du groupe. Ils sont inscrits au bilan pour une valeur nette comptable respectivement de 3 723 millions d'euros et 92 957 millions d'euros ;

Réponses apportées

Nos travaux ont notamment consisté à :

- Examiner la détermination des UGT ou groupes d'UGT au niveau desquels les tests de dépréciation des goodwill et actifs incorporels et corporels sont réalisés ;
- Corroborer l'existence des indicateurs de perte de valeur ;
- Prendre connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et apprécier le caractère approprié du modèle de valorisation avec l'aide de nos spécialistes internes en valorisation ;
- Vérifier, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondent à celles préparées aux bornes des actifs compris dans ces UGT et qu'elles sont cohérentes avec (i) les données budgétaires et le Plan à Moyen Terme du Groupe pour les premières années et, au-delà, avec les hypothèses de long terme élaborées par le Groupe, (ii) les performances passées, et (iii) la durée d'exploitation attendue des actifs ;
- Examiner, par entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnections et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des experts de l'énergie et en en vérifiant la cohérence avec les objectifs européens en matière de décarbonation ;
- S'agissant de l'actif nucléaire en cours de construction HPC, apprécier le caractère approprié du calendrier du projet et l'estimation du coût de construction tels que retenus pour le test au regard des réalisations de la période. Nous avons notamment conduit des entretiens avec la direction du programme et la direction du groupe afin d'apprécier la gouvernance et le processus mis en œuvre et de prendre connaissance des évènements et réalisations de la période, ainsi que la mise à jour de l'analyse des risques opérationnels

- De la sensibilité des évaluations retenues aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles notamment en termes d'évolution des politiques de décarbonation et d'efficacité énergétique et des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction ;
- Des estimations et jugements que ces évaluations induisent de la part de la Direction.

- Vérifier, avec l'aide de nos spécialistes internes, les modalités de détermination des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes ;
- Comparer la valeur des actifs testés avec les données issues de la comptabilité ;
- Contrôler l'exactitude arithmétique des tests de dépréciation.

Enfin, nous nous sommes assurés que les notes 1.3.4.4, et 10.7 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et d'analyses de sensibilité.

Évaluation et comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France

Notes 1.3.4.8 et 9 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Des impôts différés actifs sur déficits reportables sont comptabilisés à hauteur de 6 151 millions d'euros au 31 décembre 2024. Ils intègrent un montant de 4 733 millions d'euros reconnu sur la perte du groupe d'intégration fiscale France au titre de 2022.
Comme indiqué dans la note 9 de l'annexe aux comptes consolidés, le Groupe calcule les impôts différés au niveau de chaque entité fiscale ou groupe fiscal et comptabilise des actifs d'impôts différés en date d'arrêté dès lors qu'il est jugé probable que l'entité fiscale ou le groupe fiscal concerné disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels des différences temporelles et des pertes fiscales reportables pourront s'imputer, selon un horizon prévisible. Au 31 décembre 2024, cet horizon est de 10 ans pour le groupe d'intégration fiscale France selon la politique du groupe de reconnaissance des impôts différés actifs.
Nous avons considéré l'évaluation et la comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France comme un point clé de l'audit, compte tenu de leur caractère significatif à la clôture de l'exercice, de l'importance des hypothèses utilisées pour apprécier leur caractère recouvrable et le bienfondé de leur comptabilisation, notamment au regard des bénéfices futurs imposables, et du jugement exercé par la Direction à cet égard.

Réponses apportées

Nos travaux ont consisté principalement, en incluant des spécialistes en fiscalité dans notre équipe d'audit, à :

- Étudier la documentation permettant à la Direction d'estimer la probabilité que le Groupe puisse utiliser dans un horizon de 10 ans ses pertes fiscales reportables générées à ce jour, notamment au regard de la capacité du groupe d'intégration fiscale France à dégager des bénéfices taxables futurs ;
- Prendre connaissance du processus d'élaboration du budget 2025 établi par la Direction et approuvé par le Conseil d'Administration et du plan à moyen terme 2026-2027 établi par la Direction et présenté au Conseil d'Administration, ainsi que des hypothèses sous-tendant la trajectoire financière interne au Groupe ;
- Apprécier la pertinence des modalités d'extrapolation des résultats fiscaux au-delà de l'exercice 2028 ;
- Comparer les projections de résultats des exercices antérieurs avec les résultats réels des exercices concernés, afin d'apprécier la fiabilité du processus d'élaboration des projections de résultats fiscaux ;
- Prendre connaissance du retournement des principales différences temporelles sur l'horizon des projections ;
- Apprécier le caractère approprié des informations données au titre de ces impôts différés actifs dans la note 9 de l'annexe aux comptes consolidés.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président Directeur Général. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société par l'assemblée générale du 6 juin 2005 pour le cabinet KPMG SA et du 28 juin 2023 pour le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit.

Au 31 décembre 2024, le cabinet KPMG SA était dans la 20ème année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 2ème année.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité des risques et de l'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité des risques et de l'audit

Nous remettons au Comité des risques et de l'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité des risques et de l'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité des risques et de l'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité des risques et de l'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Paris la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 20 février 2025

Les commissaires aux comptes

KPMG SA		PricewaterhouseCoopers Audit	
Marie GUILLEMOT	Jacques-François LETHU	Séverine SCHEER	Cédric HAASER

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

NOTE 1 Principes et méthodes comptables 569
1.1 Référentiel comptable 569
1.2 Jugements et estimations de la Direction 569

NOTE 2 Évènements et transactions significatifs 570
2.1 Développements dans le nucléaire 570
2.2 Opérations de financement 572
2.3 Autre développement 574

NOTE 3 Chiffre d'affaires 574
3.1 Évolutions réglementaires en France 575
3.2 Composition du chiffre d'affaires 578

NOTE 4 Subventions d'exploitation 579

NOTE 5 Dotations et reprises sur provisions et dépréciations 581

NOTE 6 Autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges 581

NOTE 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 583

NOTE 8 Impôts, taxes et versements assimilés 583

NOTE 9 Charges de personnel 584

NOTE 10 Dotations aux amortissements 584

NOTE 11 Résultat financier 585

NOTE 12 Résultat exceptionnel 585

NOTE 13 Impôt sur les bénéfices 586
13.1 Groupe fiscal 586
13.2 Impôt sur les sociétés 586
13.3 Situation fiscale différée et latente 586

NOTE 14 Immobilisations incorporelles 587

NOTE 15 Immobilisations corporelles 589

NOTE 16 Immobilisations financières 593
16.1 Variations des immobilisations financières 594
16.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 595
16.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 596
16.4 Relations avec les filiales 596
16.5 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) 597
16.6 Créances de l'actif immobilisé 597

NOTE 17 Stocks et en-cours 598

NOTE 18 Créances de l'actif circulant et disponibilités 599

NOTE 19 Valeurs mobilières de placement 600

NOTE 20 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 601

NOTE 21 Écarts de conversion-actif 602

NOTE 22 Variations des capitaux propres 602
22.1 Capital social 602
22.2 Distributions de dividendes 602

NOTE 23 Autres fonds propres 603

NOTE 24 Passifs spécifiques des concessions 604

NOTE 25 Provisions pour risques 605

NOTE 26 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 606
26.1 Provisions pour gestion des combustibles usés 608
26.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs 609
26.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 611
26.4 Provisions pour derniers cœurs 616
26.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité 616
26.6 Actifs dédiés 618

NOTE 27 Autres provisions pour déconstruction 621

NOTE 28 Provisions pour avantages du personnel 621
28.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 624
28.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 625
28.3 Actifs de couverture 625
28.4 Hypothèses actuarielles 625

NOTE 29 Provisions pour autres charges 626

NOTE 30 Passifs et actifs éventuels 626

NOTE 31 Dettes 628

NOTE 32 Dettes financières 629

32.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 630

32.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 630

NOTE 33 Écarts de conversion-passif 630

NOTE 34 Instruments financiers 631

34.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières 632

34.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat 633

34.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 633

NOTE 35 Autres engagements et opérations hors bilan 633

35.1 Engagements donnés 634

35.2 Engagements reçus 635

35.3 Autres natures d'engagements 635

NOTE 36 Informations concernant les entreprises et parties liées 635

36.1 Relations avec l'État 635

36.2 Relations avec ENGIE 635

36.3 Relations avec les entreprises du secteur public 636

NOTE 37 Rémunération des mandataires sociaux 636

NOTE 38 Évènements postérieurs à la clôture 637

38.1 Émission d'obligations senior vertes « Formosa » pour un montant nominal de 500 millions de dollars U.S. 637

38.2 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 1,9 milliard de dollars U.S. 637

38.3 Émission additionnelles d'obligations sur des souches obligataires existantes pour un total de 480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling 637

38.4 Émission d'obligations vertes senior multi-tranches pour un montant nominal de 750 millions de dollars canadiens (CAD) 637

Compte de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2024		2023	
Chiffre d'affaires	3		**72 335**		**90 291**
Chiffre d'affaires en France		58 805		70 552	
Chiffre d'affaires à l'étranger		13 530		19 739	
Production stockée et immobilisée			**1 906**		**1 763**
Subventions d'exploitation	4		**6 928**		**14 198**
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	5		**3 188**		**4 873**
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	6		**1 244**		**1 295**
I Total Produits d'exploitation			**85 601**		**112 420**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	7		**48 188**		**71 386**
Achats consommés de combustibles		3 118		5 541	
Achats d'énergie		25 954		46 812	
Achats de services et autres achats consommés de biens		19 116		19 033	
Impôts, taxes et versements assimilés	8		**2 466**		**2 370**
Charges de personnel	9		**7 475**		**7 071**
Dotations d'exploitation			**11 805**		**9 879**
Dotations aux amortissements des immobilisations	10	4 989		4 540	
Dotations aux provisions et dépréciations	5	6 816		5 339	
Autres charges d'exploitation	6		**3 612**		**3 500**
II Total Charges d'exploitation			**73 546**		**94 206**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)			**12 055**		**18 214**
III Quotes parts de résultat sur opérations faites en commun			**-**		**-**
IV Résultat financier	11		**(1 810)**		**(8 945)**
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)			**10 245**		**9 269**
V Résultat exceptionnel	12		**703**		**272**
VI Impôts sur les bénéfices	13		**(1 083)**		**(1 831)**
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)			**9 865**		**7 710**

Bilan

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024 Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	31/12/2023 Montants nets
Immobilisations incorporelles	14	**4 201**	**2 799**	**1 402**	**1 519**
Immobilisations incorporelles en cours	14	**2 908**	**10**	**2 898**	**1 929**
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	**103 752**	**71 010**	**32 742**	**31 312**
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	**16 988**	**10 087**	**6 901**	**6 864**
Immobilisations corporelles en cours	15	**23 590**	**32**	**23 558**	**22 726**
Participations et créances rattachées		64 691	14 303	50 388	50 749
Titres immobilisés		25 769	814	24 955	24 803
Prêts et autres immobilisations financières		42 333	169	42 164	36 537
Immobilisations financières	16	**132 793**	**15 286**	**117 507**	**112 089**
I Total Actif immobilisé		**284 232**	**99 224**	**185 008**	**176 439**
Stocks et en-cours	17	**13 661**	**562**	**13 099**	**13 320**
Avances et acomptes versés sur commandes	18	**925**	**-**	**925**	**753**
Créances d'exploitation	18	**19 731**	**432**	**19 299**	**18 966**
Valeurs mobilières de placement	19	**16 386**	**265**	**16 121**	**19 507**
Instruments de trésorerie	18	**4 151**	**-**	**4 151**	**2 759**
Disponibilités	18-20	**6 023**	**-**	**6 023**	**8 147**
Charges constatées d'avance	18	**1 028**	**-**	**1 028**	**1 137**
II Total Actif circulant		**61 905**	**1 259**	**60 646**	**64 589**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**236**	**-**	**236**	**231**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**908**	**385**	**523**	**481**
Écarts de conversion - Actif (V)	21	**1 363**	**-**	**1 363**	**1 187**
TOTAL DE L'ACTIF (I + II + III + IV + V)		**348 644**	**100 868**	**247 776**	**242 927**

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Capital		**2 084**	**2 084**
Primes liées au capital social		**24 071**	**24 085**
Écarts de réévaluation		**694**	**693**
Réserves			
Réserve légale		208	194
Autres réserves		2 970	2 970
Report à nouveau		**(14 751)**	**(22 461)**
Résultat de l'exercice		**9 865**	**7 710**
Acomptes sur dividendes		**-**	**-**
Subventions d'investissement		**265**	**209**
Provisions réglementées		**5 502**	**5 636**
Total Capitaux propres	22	**30 908**	**21 120**
Autres fonds propres	23	**10 188**	**11 979**
Passifs spécifiques des concessions	24	**2 592**	**2 515**
Total I Fonds propres		**43 688**	**35 614**
Provisions pour risques	25	**1 205**	**1 231**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	26	53 821	48 220
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	27	1 133	1 018
Provisions pour avantages du personnel	28	12 729	12 535
Provisions pour autres charges	29	721	818
Provisions pour charges		**68 404**	**62 591**
Total II Provisions		**69 609**	**63 822**
Dettes financières	31-32	**73 706**	**80 663**
Avances et acomptes reçus	31	**2 924**	**2 520**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	31	**51 153**	**53 718**
Instruments de trésorerie	31	**3 296**	**2 913**
Produits constatés d'avance	31	**3 140**	**3 367**
Total III Dettes	31	**134 219**	**143 181**
Écarts de conversion - Passif (IV)	33	**260**	**310**
TOTAL DU PASSIF (I + II + III + IV)		**247 776**	**242 927**

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)		Notes	2024	2023
Opérations d'exploitation				
Résultat avant impôts sur les bénéfices			10 948	9 541
Amortissements et provisions			11 989	13 507
Plus-values ou moins-values de cessions			109	62
Produits et charges financiers			(2 209)	126
Variation du besoin en fonds de roulement [1]			(2 164)	(2 709)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation			**18 673**	**20 527**
Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus* [2]			1 946	(217)
Impôts sur le résultat payés			(1 559)	(1 738)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**(A)**		**19 060**	**18 572**
Opérations d'investissement				
Investissements corporels et incorporels [3]			(8 158)	(6 807)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles			15	13
Variation d'actifs financiers [4]			(2 662)	(2 905)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(B)**		**(10 805)**	**(9 699)**
Opérations de financement				
Émissions d'emprunts et conventions de placements [5]			16 768	34 286
Remboursements d'emprunts et conventions de placements [5]			(25 691)	(41 565)
Dividendes versés		22	-	-
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais		23	511	724
Dépôts et cautionnements		32	(1 732)	(1 100)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession			32	37
Subventions d'investissement reçues		22	65	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**(C)**		**(10 047)**	**(7 618)**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(A)+(B)+(C)**		**(1 792)**	**1 255**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE [6]		20	**(303)**	**(1 466)**
Incidence des variations de change			(76)	(92)
Incidence des reclassements et variations de juste valeur			10	-
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie*			-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [6]		20	**(2 161)**	**(303)**

* *Au 31 décembre 2024, les « produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie » qui étaient présentés de façon distincte dans les éléments en rapprochement ont été reclassés au sein des « frais financiers nets décaissés » pour un montant de 445 millions d'euros (240 millions d'euros au 31 décembre 2023). L'information comparative de l'exercice 2023 a été retraitée en conséquence.*

(1) La variation du besoin en fonds de roulement sur l'exercice 2024 s'explique principalement par un déficit de compensation de CSPE pour EDF conduisant à constater une créance de CSPE au 31 décembre 2024 pour 792 millions d'euros contre une dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir notes 18 renvoi (2) et 31 renvoi (4)).

(2) La variation s'explique principalement par la hausse des dividendes reçus (voir note 11).

(3) La variation s'explique principalement par le développement du projet EPR 2 (voir notes 14 renvoi (3) et 15 renvoi (2)).

(4) En 2024, la variation des actifs financiers s'explique principalement par une hausse des prêts accordés aux filiales pour (4,9) milliards d'euros, un dépôt de garantie versé par EDF à Enedis pour (0,7) milliard d'euros (voir note 16.6 renvoi (4)) et des prises de participations pour (3,1) milliards d'euros retraitées des dépréciations transférées à EDF dans le cadre de la TUP Arabelle Holding pour 1,5 milliard d'euros (voir note 16.1 renvoi (1)). Cette hausse de (7,2) milliards d'euros est compensée partiellement par la diminution du portefeuille d'obligations de 5,1 milliards d'euros (voir note 19).

(5) En 2024, des opérations de mises en pension de titres obligataires ont été réalisées pour 2 943 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursements pour (5 922) millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts.

Hormis ces opérations, la variation en 2024 des postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représente une diminution de (5 944) millions d'euros.

Cette variation résulte notamment des remboursements d'emprunts obligataires et d'emprunts auprès d'établissements de crédit pour (15 517) millions d'euros (voir note 32) et des remboursements de titres de créances négociables en euros nets d'émission pour (2 068) millions d'euros (voir note 32) compensés par des émissions d'obligations sénior multi-tranches pour 6 676 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.9 et 2.2.10) et l'octroi de lignes de crédit bilatérales pour 6 981 millions d'euros (voir note 32). De plus, EDF a exercé son option de rachat au 5 juillet 2024 des titres subordonnés à durée indéterminée émis en octobre 2018 pour un montant en nominal de (1 250) millions d'euros (voir note 2.2.4).

(6) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les titres de créances négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie avec les postes de bilan est présentée dans la note 20.

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris) qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'Outre-Mer.

Les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 20 février 2025. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale.

Note 1 Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général en vigueur à date. Il est également fait application de la mise à jour en novembre 2021 de la « Recommandation ANC n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages ».

Les conventions comptables d'établissement et de présentation des comptes sociaux ont été appliquées dans le respect du principe de prudence, conformément aux hypothèses de base suivantes :

- continuité de l'exploitation ;
- permanence des méthodes comptables d'un exercice à l'autre ;
- indépendance des exercices.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2023 et tiennent compte d'une application à compter du 1er janvier 2024 du règlement ANC n° 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques.

Par ailleurs, EDF n'a pas fait d'application anticipée au 31 décembre 2024 du règlement ANC n° 2022-06 relatif à la présentation des états financiers.

1.2 Jugements et estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

Les principaux éléments sur lesquels EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivants :

1.2.1 Durées d'amortissement des centrales nucléaires

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires, la stratégie industrielle d'EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1er semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Sur le palier 900 MW, 21 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4e visite décennale dont Bugey 3, Gravelines 2, Dampierre 3, Blayais 2, Chinon B1, Tricastin 4, Gravelines 4, Dampierre 4 et Blayais 3 en 2024. Une VD4 est en cours de réalisation (Cruas 3).

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et de Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

S'agissant de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 50 ans, deux instructions sont en cours :

- 5e réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN en juin 2023 et l'ASN a transmis sa position sur ce dossier en novembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. À l'issue de l'instruction, l'ASN prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MW pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5e réexamen.
- Instruction durée de fonctionnement : une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023 pour tous les paliers. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASN qui prendra position fin 2026 après une phase d'expertise et d'instruction respectivement en 2025 et 2026.

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2024 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers d'EDF (voir note 26).

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 26.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion des combustibles usés et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et d'investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.2.3 Engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2024 sont détaillées en note 28.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2024 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.4 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.2.5 Pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. EDF révise par conséquent ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour (voir note 15).

1.2.6 Provisions sur titres de participation

À chaque clôture, les titres de participation sont évalués à leur valeur d'utilité. Ils font l'objet d'une dépréciation lorsque cette dernière devient inférieure à leur valeur nette comptable.

La valeur d'utilité est déterminée en fonction de la valeur de la quote-part des capitaux propres consolidés de la filiale à la fin de l'exercice et le cas échéant, en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs qu'elle génère.

Dans ce dernier cas, les tests de dépréciation des titres de participation sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, des matières premières, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (voir note 16).

Note 2 Évènements et transactions significatifs

2.1 Développements dans le nucléaire

2.1.1 EPR de Flamanville 3

Sur l'exercice 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

L'attestation de conformité de l'ensemble chaudière nucléaire a été obtenue le 7 mai 2024, cette dernière était un préalable aux opérations de chargement des éléments combustibles dans la cuve du réacteur. Elle marque également l'achèvement et la conformité du chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal (CSP).

À la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur.

Une fois cette opération achevée, le couvercle de cuve a été fermé le 26 mai de manière à permettre la montée progressive en température et en pression des circuits puis la réalisation des essais de puissance. Les équipes d'EDF ont ainsi mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire.

La première divergence a été réalisée le 3 septembre 2024. L'unité de production a été connectée au réseau électrique le 21 décembre 2024 à l'atteinte de 17 % de Puissance Nominale correspondant au jalon « couplage » et poursuivra sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de Puissance Nominale.

Le 31 janvier 2025, l'ASN a donné son autorisation pour le franchissement du palier de 25 % de Puissance Nominale. La montée au palier de 80 % fera également l'objet d'une autre autorisation préalable de l'ASN.

Pour rappel, dans sa décision du 16 mai 2023, l'ASN a autorisé l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète (« VC1 ») qui devrait commencer à l'issue du 1er cycle d'exploitation de la tranche.

2.1.2 Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD4 900 et 1 300 et le lancement de la phase études de la VD5 900, pour un montant d'investissements sur cette période, réestimé à 36,1 milliards en euros courants, soit 32,0 milliards d'euros$_{2021}$.

En 2024, le montant total des investissements s'élève à 5,2 milliards d'euros. Ces montants incluent le coût des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte estimé à 1,3 milliard d'euros courants (1,2 milliard d'euros$_{2021}$) sur la période 2022-2025.

2.1.3 Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, un phénomène de corrosion sous contrainte a été identifié sur des portions de tuyauteries des circuits auxiliaires au circuit primaire principal du réacteur. EDF a aussitôt engagé la réalisation de contrôles et d'expertises sur les 4 paliers de réacteurs, qui composent le parc nucléaire français (900 MW, 1 300 MW-P4, 1 300 MW-P'4 et N4).

Les examens réalisés en 2022 ont permis de définir une première caractérisation de la sensibilité à la corrosion sous contrainte des 56 réacteurs du parc nucléaire et le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la corrosion sous contrainte s'est terminé au 1er trimestre 2024.

Les contrôles prévus ont été réalisés en totalité et ont confirmé le classement de sensibilité des réacteurs et le risque spécifique lié aux soudures réparées. Les contrôles réalisés sur celles-ci ont identifié quelques cas de suspicion de corrosion sous contrainte qui ont entraîné une dizaine de chantiers de remplacement complémentaires en 2024. Les contrôles sont réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance, aucun arrêt supplémentaire ou dédié n'a eu lieu sur 2024.

EDF a transmis à l'ASN fin 2024 sa stratégie de suivi et de maintenance, sur laquelle une position ASN est attendue courant 2025.

2.1.4 Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C

Le 23 janvier 2024, le groupe EDF a annoncé la réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs. Le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu vers la fin de la décennie. Le coût du génie civil et la révision du planning de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de la révision du coût de construction et du planning réalisée en janvier 2024.

Le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 milliards de livres sterling$_{2015}$ et 34 milliards de livres sterling$_{2015}$ selon les cas de figure. Dans le scénario de calendrier avec un an supplémentaire, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.

Pour rappel, les conséquences de ces révisions de calendrier et de coûts avaient conduit EDF à déprécier de façon complémentaire les titres EDF International (holding détenant EDF Energy portant le projet Hinkley Point C) à hauteur de 7 013 millions d'euros en 2023 (2 650 millions d'euros en 2022) (voir note 16.1 renvoi (4)).

La construction s'est poursuivie en 2024 avec, en particulier :

- le démarrage de l'installation des échangeurs thermiques des diesels de l'unité 1 ;
- l'installation de la piscine de transfert et de la piscine dans le bâtiment réacteur de l'unité 2 ;
- la pose du troisième rondeau du liner de confinement de l'unité 2 ;
- l'installation de la cuve dans le bâtiment réacteur de l'unité 1 ;
- l'installation du stator dans la salle des machines de l'unité 1.

L'engagement de financement donné par les actionnaires a été consommé et depuis le quatrième trimestre 2023, en application des accords, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire. Depuis cette date, le groupe EDF assume seul le financement du projet.

En 2024, la valeur d'utilité d'EDF Energy s'est améliorée. Dans le cadre de la valorisation des titres EDF International, cette augmentation de la valeur d'utilité ne compense que partiellement le recul des marges de valeur positives des unités génératrices de trésorerie installées en Italie, et la baisse de la valeur d'utilité des filiales installées aux États-Unis (voir note 16.1. renvoi (4)).

2.1.5 EDF acquiert la participation minoritaire de Assystem au capital de Framatome

Le 25 janvier 2024, EDF a acquis les 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome pour 206 millions d'euros y compris frais d'acquisition (voir note 16.1 renvoi (1)).

Cette acquisition conduit EDF à porter sa participation dans le groupe Framatome à 80,5 % à compter de la date de réalisation de l'opération.

2.1.6 EDF acquiert les activités nucléaires de GE Steam Power auprès de GE Vernova

À la suite de la signature le 4 novembre 2022 d'un protocole d'accord avec General Electric et à la levée de l'ensemble des conditions suspensives, en particulier l'obtention des autorisations réglementaires requises, l'acquisition des activités de GE Vernova portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (anciennement GE Steam Power) a été réalisée le 31 mai 2024.

Ces activités ont pour objet notamment la fourniture d'équipements pour l'îlot conventionnel des nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Ces turbines à vapeur peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor*). Cette transaction permet au groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets et de s'enrichir de technologies et de compétences clés pour la filière nucléaire et la sécurité énergétique européenne.

Ces activités emploient environ 3 300 collaborateurs et sont situées essentiellement en France, au Royaume-Uni et en Inde.

L'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power s'est traduite chez EDF SA par :

- une prise de participation directe à 100 % dans la société Arabelle Holding, portant les activités françaises du sous-groupe Arabelle ;
- une prise de participation indirecte par l'intermédiaire des holdings Arabelle Solutions et EDF International détenues à 100 % par EDF SA, portant les activités étrangères du sous-groupe Arabelle.

L'acquisition de la participation d'EDF SA dans Arabelle Holding est intervenue le 31 mai 2024. À cette occasion, EDF SA s'est trouvée être détenteur de 722 479 176 actions, représentant 100 % du capital de la société Arabelle Holding pour un montant de 592 millions d'euros y compris frais d'acquisition.

Le 17 décembre 2024, une opération de transmission universelle du patrimoine de la société Arabelle Holding a été rendue effective au bénéfice d'EDF SA, à l'issue du délai d'opposition des créanciers.

EDF SA a donc procédé à l'annulation des actions Arabelle Holding pour un montant de 592 millions d'euros y compris frais d'acquisition en contrepartie d'un actif net transféré en valeur nette comptable, repris ainsi au bilan d'EDF SA :

- la reprise à l'actif du bilan de la détention à 100 % des titres de participation Arabelle Solutions France pour une valeur nette de 529 millions d'euros (2 057 millions d'euros en valeur brute et (1 528) millions d'euros au titre de la dépréciation associée) (voir notes 16.1 renvois (1) et (4) et 16.2 renvoi (5)) ;
- la reprise à l'actif du bilan de la détention à 100 % des titres de participation Arabelle Electronics France pour une valeur nette de 41 millions d'euros (42 millions d'euros en valeur brute et (1) million d'euros au titre de la dépréciation) (voir notes 16.1 renvois (1) et (4) et 16.2 renvoi (5)) ;

- la reprise au passif d'un tirage sur une ligne de crédit souscrite auprès de la société Arabelle Solutions France pour une valeur de 93 millions d'euros (voir notes 31 renvoi (4) et note 16.4 renvoi (3)) ;
- la reprise à l'actif du bilan de différents postes divers pour 1 million d'euros ;
- la comptabilisation d'un mali technique de (114) millions d'euros en charge d'impôt sur les bénéfices.

Au 31 décembre 2024, EDF a, par ailleurs, dans le cadre de la détermination de sa charge d'impôt sur les bénéfices due au titre de l'exercice 2024, intégré une économie d'impôt sur les bénéfices à hauteur de 115 millions d'euros résultant de l'imputation intégrale du déficit d'ensemble d'Arabelle Holding transféré sur agrément à EDF. Ces déficits d'un montant de 445 millions d'euros ont fait l'objet d'une valorisation à hauteur du taux d'impôt sur les bénéfices en vigueur au 31 décembre 2024 (25,83 %) soit 115 millions d'euros. Aussi, l'impact final de l'économie d'impôt sur le résultat net comptable d'EDF s'élève à 1 million d'euros, correspondant à l'écart entre l'économie d'impôt effectivement réalisée (115 millions d'euros) et le mali technique (114 millions d'euros).

Par ailleurs, la réalisation de cette opération a également eu des impacts à hauteur de 3 148 millions d'euros sur les engagements hors bilan d'exploitation donnés et reçus (voir notes 35.1.2 et 35.2.1).

2.1.7 EDF réévalue à la hausse l'estimation de production nucléaire en France pour 2024

La production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 361,7 TWh, confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 340 et 360 TWh à une fourchette comprise entre 358 et 364 TWh) annoncée par EDF le 11 décembre 2024.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 050 millions d'USD.

Le 15 avril 2024, EDF a réalisé une émission d'obligations senior en trois tranches, pour un montant nominal total de 2 050 millions de dollars U.S. (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 650 millions de dollars U.S., d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,650 % ;
- Obligation de 650 millions de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,950 % ;
- Obligation de 750 millions de dollars U.S., d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,000 %.

Le règlement-livraison est intervenu le 22 avril 2024, date à laquelle ces Obligations USD ont été admises aux négociations sur l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange.

2.2.2 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 750 millions de CAD

Le 13 mai 2024, EDF a levé 750 millions de CAD en deux tranches d'obligations senior (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 350 millions de CAD, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,379 % ;
- Obligation de 400 millions de CAD, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,777 %.

Le règlement-livraison des Obligations CAD est intervenu le 17 mai 2024.

2.2.3 Émission de prêts bancaires verts dédiés au financement du parc nucléaire existant pour un montant d'environ 5,8 milliards d'euros

Le 13 mai 2024, EDF a signé des prêts bancaires verts pour un montant total d'environ 5,8 milliards d'euros [1] (voir note 32 renvoi (2)). Ces prêts, d'une maturité comprise entre 3 et 5 ans, ont été conclus avec de grandes banques internationales dont BNP Paribas, Bank of America, Crédit Agricole CIB [2], ING, Natixis CIB, Société Générale, Wells Fargo.

Les fonds prêtés sont dédiés au refinancement des investissements dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF [3]. Ces investissements sont alignés avec la taxonomie européenne.

Premier producteur d'électricité sans émission directe de CO_2 au monde [4], EDF s'appuie sur son parc nucléaire à côté de ses capacités hydrauliques et renouvelables pour permettre la décarbonation de ses clients, et ainsi contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050. Avec 34 g CO_2/kWh d'intensité carbone à fin mars 2024, le groupe EDF établit un nouveau record, et conforte sa trajectoire de réduction d'émissions de CO_2, rehaussée en novembre 2023, en ligne avec un scénario de réchauffement de + 1,5 °C [5].

Par ailleurs, EDF a signé un prêt bancaire de 300 millions d'euros, d'une maturité de 5 ans, destiné au financement de ses besoins généraux (voir note 32 renvoi (2)).

2.2.4 Exercice de l'option de remboursement de souches d'obligations hybrides

EDF a annoncé le 5 juin 2024 son intention d'exercer son option de remboursement des Obligations hybrides émises le 4 octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros.

Ces Obligations ont fait l'objet d'un remboursement anticipé le 5 juillet 2024, conformément aux termes et conditions des obligations contenus dans le prospectus (voir note 23).

Conformément à l'annonce du 10 septembre 2024, EDF a également annoncé le 18 décembre 2024 son intention d'exercer son option de remboursement des Obligations hybrides émises le 25 janvier 2013 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros. Ces obligations ayant fait l'objet d'un remboursement anticipé au 29 janvier 2025, EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2024 un montant de 1 250 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir notes 23 et 32 renvoi (4)).

2.2.5 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 3 milliards d'euros

EDF a levé le 11 juin 2024, 3 milliards d'euros en trois tranches d'Obligations vertes senior (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,125 % ;
- Obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- Obligation de 1,250 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,750 %.

(1) Dont une partie en dollars.
(2) Dont la prolongation du prêt vert signé en octobre 2022.
(3) Le *Framework* est disponible sur le site d'EDF dans la section Finance Durable.
(4) Source ENERDATA 2022 – *benchmark* annuel des producteurs d'électricité.
(5) Cf. évaluation de la trajectoire faite par Moody's, MSCI et TPI.

Le produit net des Obligations a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF [1] et alignés avec la taxonomie européenne, comme suit :

- La tranche à 7 ans dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France ;
- La tranche à 12 ans dans les projets d'énergies renouvelables et les projets hydroélectriques ;
- La tranche à 20 ans dans la distribution d'électricité liée notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique.

Le règlement-livraison est intervenu le 17 juin 2024, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

2.2.6 Émission d'obligations vertes senior multi-tranches pour un montant nominal de 310 millions de francs suisses

EDF a levé le 21 août 2024, 310 millions de francs suisses en deux tranches d'Obligations vertes senior (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,5650 % ;
- Obligation de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 1,7425 %.

Le produit net des Obligations a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF [1] et alignés avec la taxonomie européenne dans les projets d'énergies renouvelables et les projets hydroélectriques.

Cette opération s'inscrit dans la stratégie d'EDF visant à financer sa transition énergétique et à contribuer à l'objectif de neutralité carbone d'ici à 2050.

2.2.7 Émission d'obligations hybrides vertes multi-tranches pour un montant nominal de 1,15 milliard d'euros et de 500 millions de livres sterling

EDF a levé le 10 septembre 2024 de nouvelles Obligations perpétuelles super-subordonnées vertes (voir note 23) :

- Obligation de 500 millions d'euros, avec un coupon initial de 5,125 % jusqu'en 2029 et une option de remboursement à 5,25 ans au gré d'EDF ;
- Obligation de 650 millions d'euros, avec un coupon initial de 5,625 % jusqu'en 2032 et une option de remboursement à 8 ans au gré d'EDF ;
- Obligation de 500 millions de livres sterling, avec un coupon initial de 7,375 % jusqu'en 2035 et une option de remboursement à 11 ans au gré d'EDF (603 millions d'euros en contre-valeur de livres sterling au 31 décembre 2024).

Cette opération s'inscrit dans la stratégie d'EDF visant à financer sa transition énergétique et à contribuer à l'objectif de neutralité carbone d'ici à 2050. En effet, le produit net des nouveaux titres sera affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF[1] et alignés avec la taxonomie européenne notamment dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

2.2.8 EDF lance une offre de rachat portant sur deux souches existantes d'obligations hybrides

EDF a lancé le 10 septembre 2024, des offres contractuelles de rachat visant :

- les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 1 000 millions d'euros ;
- les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 250 millions de livres sterling ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 1 250 millions de livres sterling, qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

EDF a annoncé le 18 septembre 2024, les résultats définitifs de ses offres de rachat, l'ayant conduit à cette date à procéder à :

- un rachat partiel à hauteur de 621,3 millions de livres sterling au titre de la souche initiale d'un montant de 1 250 millions de livres sterling émise en janvier 2013, soit une valeur nominale résiduelle nette du rachat de 628,7 millions de livres sterling au 31 décembre 2024 (758 millions d'euros en contre-valeur de livres sterling) (voir note 23) ;
- un rachat partiel à hauteur de 498,7 millions d'euros au titre de la souche initiale d'un montant de 1 000 millions d'euros émise en janvier 2014, soit une valeur nominale résiduelle nette du rachat de 501,3 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 23).

2.2.9 Émission d'obligations senior multi-tranches dites « Samouraï » pour un montant nominal de 35,8 milliards de yens

Le 18 octobre 2024, EDF a levé 35,8 milliards de yens en deux tranches d'Obligations senior « Samouraï » (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 28,3 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,172 % ;
- Obligation de 7,5 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,423 %.

Cette opération s'inscrit dans la stratégie d'EDF, pleinement engagée dans la construction du système électrique bas carbone de demain, tout en permettant le refinancement d'échéances à venir.

2.2.10 Émission d'obligations senior pour un montant nominal de 500 millions de livres sterling

Le 31 octobre 2024, EDF a levé 500 millions de livres sterling *via* l'émission d'obligations senior d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,5 % (voir note 32 renvoi (1)).

Un montant égal au produit net de l'émission a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements réalisés dans la construction des deux réacteurs de type EPR sur le site d'Hinkley Point C au Royaume-Uni, dans le Somerset, d'une capacité totale de 3,26 GW.

Ces réacteurs, dont l'analyse du cycle de vie est évaluée à moins de 6 g CO_2/kWh [2] contribueront de façon décisive à l'ambition du Royaume-Uni d'être « zéro émission nette » à l'horizon 2050. En attendant leur mise en service, la filiale du groupe EDF au Royaume-Uni produit déjà depuis 2023 une électricité sans émission directe de CO_2.

(1) Le *Framework* est disponible sur le site d'EDF dans la section Finance Durable.
(2) Cf. URD 2023 d'EDF, sections 1.2.3, 1.3.2 et 3.1.

2.2.11 EDF annonce la signature d'une facilité de crédit syndiquée de 6 millards d'euros indexée sur des indicateurs ESG

Le 29 novembre 2024, EDF a signé une facilité de crédit syndiquée pour un montant de 6 milliards d'euros pour une durée de cinq ans renouvelable deux fois pour une année. Son coût sera indexé sur trois indicateurs de performance du groupe EDF en matière de développement durable, en conformité avec les principes applicables aux crédits liés au développement durable (*Sustainability Linked Loans Principles*) de la *Loan Markets Association* :

- les émissions directes de gaz à effet de serre ;
- les émissions de CO_2 évitées ;
- les femmes parmi les dirigeants du groupe EDF.

Cette facilité de crédit est syndiquée auprès de 36 établissements bancaires. Elle vient remplacer les lignes de crédit syndiquées existantes de 4 milliards d'euros et de 1,5 milliard d'euros.

Cette facilité de crédit indexée sur des indicateurs ESG est en cohérence avec l'engagement d'EDF à œuvrer pour une transition énergétique juste et à contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

2.3 Autre développement

2.3.1 Projet d'entreprise

EDF a présenté à son Conseil d'administration « Ambitions 2035 », le projet d'entreprise du groupe EDF : son objectif est de bâtir le système électrique du futur au service des clients. La part de l'électricité doit doubler dans le mix énergétique mondial d'ici 2050 pour tenir des objectifs de décarbonation en développant des solutions de flexibilité permettant de faire face à l'intermittence des énergies renouvelables et aux besoins de consommation des clients. Avec ce projet, au service de la décarbonation de la France et des pays dans lesquels le Groupe opère, EDF confirme sa position de leader du secteur énergétique européen à horizon 2035 et souhaite mener la nouvelle révolution électrique et bâtir le système électrique de demain, pour offrir une électricité décarbonée, disponible et compétitive à ses clients.

Compte de résultat

Note 3 Chiffre d'affaires

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement de produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et de prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er janvier 2017.

Un mécanisme de capacité a ainsi été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe (voir note 3.1.).

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produits lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH est réputé intégrer une valeur capacitaire ;

- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE), soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères ;
  - acteurs obligés : répartition sur les 5 mois de la période de pointe (janvier à mars, novembre et décembre).
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stock de certificats de capacité par rapport à l'obligation, un passif est constaté à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

3.1 Évolutions réglementaires en France

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRVE)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix d'électricité plus stable que les prix de marché.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 avait autorisé le maintien des TRVE pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, au bénéfice des consommateurs, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, à condition, conformément à la directive 2019/944 concernant le marché intérieur de l'électricité, qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros (les tarifs bleus). Le seuil lié à la puissance a été supprimé à compter du 1er février 2025 en application de la loi 2024-330 du 11 avril 2024 et du décret 2025-49 du 15 janvier 2025. Ainsi, ces mêmes consommateurs pourront bénéficier des TRVE pour leurs sites ayant une puissance strictement supérieure à 36 kVA (les tarifs jaunes).

MOUVEMENTS TARIFAIRES

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a la charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1er janvier 2023 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Évolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Évolution des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
19/01/2023	+ 15 % TTC (+ 20 % HT)	+ 15 % TTC (+ 19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	+ 10 % TTC (+ 10 % HT)	+ 10 % TTC (+ 10 % HT)	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	+ 9,5 % TTC (+ 0,18 % HT)	+ 5,7 % TTC (- 3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	- 15 % TTC (- 22,61 % HT)	- 15,06 % TTC (- 22,67 % HT)	28/01/2025	01/02/2025

Dans une délibération du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne HT de 22,61 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 22,67 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2025. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 28 janvier 2025. Par ailleurs, un arrêté du 20 décembre 2024 a précisé les niveaux d'accise applicables à partir du 1er février 2025. Le cumul de ces évolutions a conduit à une baisse moyenne TTC de 15 % des tarifs bleus résidentiels et de 15,06 % des tarifs bleus non résidentiels.

Dans une délibération du 16 janvier 2025, la CRE a proposé les barèmes de prix des tarifs jaunes et verts applicables aux souscriptions pour des sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ces barèmes sont construits, comme pour les sites de puissances inférieures, par application de la méthode de construction « par empilement » des coûts, dont les principes sont décrits aux articles L. 337-6 et R. 337-19 du Code de l'énergie.

DISPOSITIF AMORTISSEUR ÉLECTRICITÉ

L'article 225 de la loi de finances n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 a prolongé et modifié pour l'année 2024 le dispositif d'« amortisseur électricité » institué initialement par l'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 dans le but d'accompagner, en 2023, les entreprises et les collectivités locales non éligibles au bouclier tarifaire.

Les décrets 2023-1421 et 2023-1422 du 30 décembre 2023 précisent les modalités d'application de l'amortisseur électricité pour 2024 : les clients éligibles bénéficient d'une réduction de prix de 75 % (100 % pour les Très Petites Entreprises) sur les volumes consommés sur le mois considéré (dans la limite de 90 % de leur consommation historique), calculée par différence entre le prix moyen de la part variable hors taxes et hors TURPE de leur contrat sur l'année 2024 et le prix d'exercice fixé à 250 €/MWh (230 €/MWh pour les Très Petites Entreprises).

TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

TURPE 6 DISTRIBUTION

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal Officiel de la République Française n° 0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil Supérieur de l'Énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1er août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

Dans sa délibération n° 2024-122 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1er août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1er août 2023 et de + 2,26 % au 1er août 2022, la CRE ayant fixé la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % dans sa délibération 2021-13 du 21 janvier 2021.

Par une lettre du 29 août 2024, publiée au Journal Officiel de la République Française le 31 août 2024, le ministre délégué auprès du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, chargé de l'industrie et de l'énergie, a demandé à la CRE une nouvelle délibération relative à l'évolution du TURPE, prenant mieux en compte les orientations de politique énergétique du Gouvernement notamment en termes de stabilité tarifaire, compte tenu de la baisse attendue des TRVE au 1er février 2025. La CRE a publié le 10 septembre 2024 la délibération n° 2024-158 dans laquelle elle considère que ses délibérations précédentes ne méconnaissent pas les orientations de politique énergétique et demande leur publication au Journal Officiel de la République Française par l'autorité administrative, en précisant que la date d'entrée en vigueur de ses nouvelles délibérations serait fixée au 1er novembre 2024, ce qui a été fait.

Dans sa délibération 2025-08 du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une hausse exceptionnelle du niveau moyen du TURPE Distribution de + 7,7 % au 1er février 2025. Cette évolution vise à anticiper l'apurement du CRCP (Compte de Régularisation des Charges et Produits) d'Enedis constitué lors des premières années de TURPE 6. Cette anticipation a vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur au 1er août 2025.

TURPE 7 DISTRIBUTION

La CRE a publié le 4 février 2025 sa délibération n° 2025-40 portant projet de décision sur le TURPE 7 Distribution. La CRE y fixe un niveau de marge sur actif de 2,5 %, une rémunération complémentaire des capitaux propres de 2,9 % et une rémunération des emprunts financiers de 2,1 % pour la période TURPE 7. Compte tenu des charges à couvrir, la CRE indique que l'évolution exceptionnelle de 7,7 % au 1er février 2025 doit permettre de couvrir les charges prévisionnelles de la période tarifaire sans évolution au 1er août 2025 et avec des évolutions proches de l'inflation pour les 1ers août 2026, 2027 et 2028, sur la base des éléments connus à date. Dans l'hypothèse d'un transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État au 1er août 2025, le TURPE Distribution serait diminué de 1,92 %.

COMMISSIONNEMENT FOURNISSEUR

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres en contrat unique.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

FONDS DE PÉRÉQUATION DE L'ÉLECTRICITÉ

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Aux fins de péréquation des charges de distribution d'électricité entre les gestionnaires de réseaux, ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser tout ou partie de ces charges résultant de l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux et qui ne sont pas pris en compte dans le tarif. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE si le gestionnaire de réseau en fait la demande à partir de l'analyse de ses comptes. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein d'EDF, le FPE concerne SEI.

Dans sa délibération n° 2024-97 du 13 juin 2024, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 252 millions d'euros au titre de 2024.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Une mise à jour des règles du mécanisme intervenue en octobre 2023 fournit des cadres pour la résiliation anticipée de contrats d'obligation d'achat et pour la restriction de la participation, à partir de 2025, des capacités utilisant des combustibles fossiles.

Il est à noter que la durée de la dernière année de livraison du mécanisme actuel, 2026, a été modifiée pour permettre la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. Ainsi, l'année de livraison 2026 du mécanisme actuel a été « réduite », et s'étendra du 1er janvier au 31 mars 2026.

Le futur mécanisme de capacité fait l'objet d'une concertation et aurait pour caractéristique principale de centraliser l'achat de la sécurité d'approvisionnement, sous la forme d'acquisition d'engagements de disponibilité, par un acteur unique qui serait RTE. Cette centralisation, accompagnée d'une réduction du nombre d'enchères, devrait permettre une meilleure lisibilité des fondamentaux de ce marché par l'ensemble des acteurs. Ce changement de mécanisme nécessite l'approbation du Parlement français et de la Commission européenne (au titre des aides d'État).

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens observés, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2023	2024	2025
Prix (€/kW)	45,6	27,1	14,7

Pour l'année de livraison 2026, quatre sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril, 6,1 €/kW en septembre, 3,5 €/kW en octobre, et 2,5 €/kW en décembre.

ARENH

DISPOSITIF GÉNÉRAL

Le dispositif d'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé, en vertu de la loi, aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals, est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond maximum légal était de 100 TWh par an. Il a ensuite été porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne non obtenu à ce jour.

CONTENTIEUX DES 20 TWH ADDITIONNELS D'ÉLECTRICITÉ POUR LA PÉRIODE AVRIL-DÉCEMBRE 2022

Aux termes d'un dispositif imposé par le Gouvernement à EDF début 2022, les fournisseurs alternatifs d'électricité éligibles étaient en droit de bénéficier au maximum de 20 TWh supplémentaires d'électricité pour la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022, au prix régulé de 46,20 €/MWh, à condition de vendre à EDF un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh. Seuls 19,5 TWh ont été demandés dans ce cadre par les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le dispositif.

En parallèle, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros.

ARENH AU TITRE DE 2024

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2024, par sa délibération n° 2023-330 du 26 octobre 2023, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n° 2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2024 et les critères d'évaluation des demandes d'ARENH (modalités de contrôle et, éventuellement, de correction des demandes ARENH formulées par les fournisseurs alternatifs lors du guichet ARENH).

La délibération précise que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas, comme précisé dans l'arrêté du 28 avril 2011) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront contractualiser directement avec leur société mère un approvisionnement dans des conditions identiques à celles de l'accord-cadre ARENH incluant, notamment, les conditions d'écrêtement auxquelles les autres fournisseurs alternatifs sont soumis.

Le 15 novembre 2023, par sa délibération 2023-333, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a délibéré une évolution des règles de calcul du complément de prix ARENH dit CP2 versé par les fournisseurs alternatifs qui font des demandes excessives d'ARENH par rapport à leurs volumes de ventes réels. Ces évolutions sont de nature à rendre plus dissuasive la pénalité associée aux demandes excédentaires de ces fournisseurs au guichet ARENH.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2023, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2024 s'est élevée à 130,45 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,04 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 130,41 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écrêtement à 76,68 %. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (25,54 TWh).

Au cours de l'année 2024, la CRE a notifié EDF à trois reprises des interruptions de livraisons d'ARENH, dont deux au titre de décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), et une au titre de la transmission universelle de patrimoine (TUP) de Sowee à EDF SA intervenue au 31 octobre 2024. Cette TUP est sans impact matériel dans les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024. Au cumul, ces interruptions ont représenté un ruban de 7,3 MW dont un ruban de 1,1 MW au titre des décisions CoRDiS.

Le décret 2024-556 publié le 18 juin 2024 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie pour la mettre en cohérence avec les évolutions législatives introduites par la loi de finances 2024 concernant le complément de prix ARENH. Le montant du complément de prix CP1 collecté au titre des volumes d'ARENH livrés à compter de l'année 2023 ne sera plus réparti entre les fournisseurs alternatifs mais versé à EDF en déduction des charges de service public. Cette modification est sans impact dans le compte de résultat d'EDF.

La CRE a publié le 26 juin 2024 sa délibération 2024-125 portant décision sur les compléments de prix ARENH qui s'élèvent à 555,1 millions d'euros au titre du CP1 et 0,5 million d'euros au titre du CP2.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2024, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2025 s'est élevée à 135,04 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse pour 4 fournisseurs, pour un total de - 0,11 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 134,93 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écrêtement à 74,12 %. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (22,7 TWh).

Un arrêté du 29 novembre 2024 a été publié au Journal Officiel de la République Française le 5 décembre modifiant l'accord cadre ARENH. Il rétablit notamment des éléments des annexes de l'arrêté précédent.

CADRE DE MARCHÉ POST ARENH

Afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit également le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation, et entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 $€_{2022}$/MWh et de 110 $€_{2022}$/MWh.

3.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Ventes d'énergie *	**69 717**	**87 413**
dont électricité	*59 555*	*71 249*
dont gaz	*10 162*	*16 164*
Ventes de services et divers	**2 618**	**2 878**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**72 335**	**90 291**

* *Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.*

La baisse du chiffre d'affaires électricité de 11,7 milliards d'euros est principalement due à la diminution des ventes auprès des clients finals. Cette variation s'explique par des effets volumes en lien avec un impact défavorable du climat et une légère baisse du portefeuille clients, et principalement par des effets prix sur les ventes au tarif réglementé et sur les offres de marché :

- s'agissant des ventes au tarif réglementé, l'effet prix est favorable et résulte de l'indexation des tarifs, au 1er février 2023 (+ 20,0 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 19,96 % sur les tarifs bleus non résidentiels) permettant de limiter l'augmentation TTC à 15 %, du fait de la baisse de la TICFE, et au 1er août 2023 (+ 10 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 10 % sur les tarifs bleus non résidentiels) ;
- s'agissant des ventes en offres de marché, la baisse des prix de marché observée en 2024 explique pour l'essentiel la diminution du chiffre d'affaires. Cette baisse compense plus que largement l'impact favorable constaté sur le tarif réglementé.

La baisse du chiffre d'affaires est également liée à des effets prix défavorables de l'énergie sur les obligations d'achat.

Concernant le gaz, la diminution du chiffre d'affaires de 6 milliards d'euros est liée à de moindres ventes réalisées avec EDF Trading dans un contexte de baisse des prix de marché en 2024.

Note 4 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2024	2023
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**6 928**	**14 198**

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2024, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 861 millions d'euros en 2024 (14 126 millions d'euros en 2023), et qui se détaille comme suit :

- un produit de 3 018 millions d'euros (contre une charge de 2 193 millions d'euros au 31 décembre 2023) au titre de la compensation relative aux obligations d'achat. En effet, au cours de l'année 2023, les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont été négatives du fait du niveau très élevé des prix de marché qui étaient devenus supérieurs au prix de soutien garanti par l'État ;
- un produit destiné à couvrir les pertes de recettes liées aux dispositifs d'aide aux clients finals pour 1 562 millions d'euros (contre 13 992 millions d'euros en 2023). Le dispositif du bouclier tarifaire électricité, qui a pris fin le 31 janvier 2024, est compensé à hauteur de 1 730 millions d'euros, minoré par une charge à payer au titre de l'amortisseur d'électricité à hauteur de (168) millions d'euros. Le dispositif du bouclier tarifaire gaz ayant pris fin en juillet 2023, aucune subvention n'a été comptabilisée concernant ce dernier au 31 décembre 2024 ;
- un produit de 2 281 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités.

La contrepartie du produit de CSPE est comptabilisée en autres créances au 31 décembre 2024 (voir note 18 renvoi (2)).

COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)

MÉCANISME

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis le 1er janvier 2021 compensées d'une part par le budget général de l'État et d'autre part, depuis la loi de finances initiale 2024, par les compléments de prix ARENH.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2024 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2024 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté d'un montant de 4,9 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et compléments de rémunération) à la production des énergies renouvelables et de biogaz, les charges liées à la protection du pouvoir d'achat des consommateurs pour l'électricité (voir note 3.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors énergies renouvelables (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en février 2024, d'un rabot de 0,2 milliard d'euros pour s'établir à 4,7 milliards d'euros.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, (TICFE), intitulée également sur les factures clients « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE)), sont reversées directement au budget général. L'accise sur l'électricité est collectée par les fournisseurs d'électricité directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou perçue directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de l'accise est fixé à 32 €/MWh pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également un tarif particulier, des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises. Toutefois, la conservation de mesures de protection du pouvoir d'achat pour l'électricité a eu pour effet d'appliquer un taux de 21 €/MWh pour les particuliers éligibles au taux plein à compter du 1er février 2024.

Conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie et aux dispositions de la loi de finances 2024, la CRE a publié en 2024 deux délibérations. La première n° 2024-139 du 11 juillet 2024 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2025, la re-prévision des charges au titre de 2024, ainsi que l'évaluation des charges constatées au titre de 2023. La seconde n° 2024-216 du 5 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2024 et en 2025 pour le bouclier tarifaire et les amortisseurs.

FERMETURE DE LA CENTRALE DE FESSENHEIM

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de Sûreté Nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans pour l'essentiel (hors démantèlement) suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020.

  Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses.

- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) puis en « Réacteur Sans Combustible » (RSC) jusqu'à la prise d'effet du décret de démantèlement attendue pour 2026.

Note 5 Dotations et reprises sur provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Reprises sur provisions pour risques	25	**131**	**290**
Dotations aux provisions pour risques	25	**(88)**	**(251)**
Sous-total provisions pour risques		**43**	**39**
Pensions et obligations assimilées	28	683	777
Gestion des combustibles nucléaires usés	26	1 113	913
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26	348	325
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	26	274	224
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	27	71	62
Autres provisions pour charges [1]	29	205	1 947
Reprises sur provisions pour charges		**2 694**	**4 248**
Pensions et obligations assimilées	28	(466)	(674)
Gestion des combustibles nucléaires usés [1]	26	(4 058)	(2 475)
Gestion à long terme des déchets radioactifs [2]	26	(869)	(21)
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	26	(399)	(294)
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	27	(131)	(42)
Autres provisions pour charges [1]	29	(70)	(1 093)
Dotations aux provisions pour charges		**(5 993)**	**(4 599)**
Sous-total provisions pour charges		**(3 299)**	**(351)**
Reprises sur dépréciations		**363**	**335**
Dotations aux dépréciations [3]		**(735)**	**(489)**
Sous-total dépréciations		**(372)**	**(154)**
DOTATIONS ET REPRISES SUR PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		**(3 628)**	**(466)**
dont reprises		*3 188*	*4 873*
dont dotations		*(6 816)*	*(5 339)*

(1) En 2024, EDF a complété la provision pour gestion des combustibles usés à hauteur de 3 291 millions d'euros au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir notes 26 renvoi (1) et 26.1).

En 2023, EDF a complété de 1 026 millions d'euros la provision pour autres charges liée aux négociations en cours avec Orano Recyclage dans le cadre de l'avenant à l'accord de traitement recyclage 2024-2026, pour atteindre 1 880 millions d'euros à la fin du premier semestre. La signature en septembre 2023, d'un accord sur les principes relatif au futur avenant 2024-2026, a donné lieu à la reprise intégrale de la provision pour autres charges soit 1 880 millions d'euros. Une dotation complémentaire à la provision pour gestion des combustibles usés a alors été comptabilisée pour 2 216 millions d'euros afin de refléter la valorisation des coûts associés au futur avenant 2024-2026, en lieu et place de la provision pour autres charges.

(2) En 2024, EDF a complété de 775 millions d'euros la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL (voir notes 26 renvoi (1) et 26.2).

(3) En 2024, EDF a comptabilisé une dotation aux dépréciations de 115 millions d'euros visant à déprécier l'intégralité des immobilisations incorporelles associées au projet NUWARD, nettes de subventions. (voir note 14 renvoi (2)).

Note 6 Autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2024	2023
Autres produits d'exploitation	1 156	1 169
Transferts de charges	88	126
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	**1 244**	**1 295**
Autres charges d'exploitation	**(3 612)**	**(3 500)**
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	**(2 368)**	**(2 205)**

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à (3 612) millions d'euros en 2024 ((3 500) millions d'euros en 2023). Elles comprennent notamment les coûts relatifs aux certificats d'économies d'énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, les compensations financières versées par EDF à RTE au titre des écarts sur son périmètre d'équilibre, les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut, les redevances liées aux concessions hydrauliques ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat. Il vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. À l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue sous forme de prime négative. Dans certains cas, un plafonnement de la prime négative s'appliquait. L'article 230 de la loi de finances 2023 a supprimé rétroactivement ce plafonnement à compter du 1er janvier 2022.

Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré le déplafonnement des avoirs des contrats de complément de rémunération bénéficiant aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables, mais a différé l'effet de cette censure au 31 décembre 2025 au plus tard. Ce potentiel remboursement serait compensé *via* le mécanisme CSPE.

Les autres produits et charges comprennent également les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés au 31 décembre 2024 :

- des charges à hauteur 72 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 21 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 45 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 6 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 36 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus en note 4.

Certificats d'économies d'énergie

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économies d'énergie sur une période initialement triennale puis depuis 2018 quadriennale.

Pour satisfaire cette obligation, EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et des achats de certificats sur le marché secondaire.

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'économies d'énergie conformément aux articles 616-1 à 616-23 du Règlement 2014-03 relatif au Plan Comptable Général, modifié par le règlement 2024-02 du 5 juillet 2024.

Les certificats d'économies d'énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement 2014-03 de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stock à leur coût de production ou d'acquisition et évalués selon la méthode du « premier entré, premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (en-cours de production et autres stocks) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention, permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ou ;
- un passif (provision pour autres charges) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

MÉCANISME RÉGLEMENTAIRE EN FRANCE

La 5e période des CEE (2022-2025) a débuté le 1er janvier 2022. Le décret n° 2021-712 a renforcé l'efficience du dispositif (forte baisse des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), ainsi que les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité de 15 €/MWhc initialement à 20 €/MWhc).

Cependant, afin de renforcer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a augmenté les obligations CEE de la 5e période à compter du 1er janvier 2023, soit dix mois seulement après le début de la 5e période, selon les modalités suivantes :

- obligation Classique : 1 970 TWhc versus 1 770 TWhc initialement, avec + 200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc versus 730 TWhc initialement, avec + 400 TWhc sur 2023-2025.

Il est à noter que les évolutions réglementaires en cours de période obligent les acteurs à s'adapter.

Note 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2024	2023
Achats consommés de combustibles [1]	3 118	5 541
Achats d'énergie [2]	25 954	46 812
dont électricité	*17 162*	*31 758*
dont gaz	*7 953*	*13 992*
Achats de services et autres achats consommés de biens [3]	19 116	19 033
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**48 188**	**71 386**

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fossiles, gaz principalement et en proportion peu significative charbon et fioul) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Les achats consommés de gaz diminuent dans un contexte de moindre production électrique à partir du cycle combiné gaz.

Ce poste comprend également les certificats d'émission de gaz à effet de serre consommés (voir note 17) :

• au 31 décembre 2024, le volume des émissions s'élève à 3 millions de tonnes (4 millions de tonnes au 31 décembre 2023) ;

• en 2024, EDF a restitué 4 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2023 (6 millions de tonnes en 2023 au titre des émissions réalisées en 2022).

(2) Les achats d'énergie intègrent les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat. La baisse des achats d'électricité s'explique principalement par la baisse des volumes achetés induite par une amélioration de la production nucléaire (voir note 2.1.7).

La baisse observée sur les achats de gaz concerne majoritairement les achats réalisés sur les marchés internationaux.

(3) Les achats de services comprennent principalement les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services baissent de 595 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2024, 181 millions d'euros (454 millions d'euros en 2023) de coûts liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 15 renvoi (3)).

Note 8 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts et taxes sur rémunérations	201	188
Impôts et taxes liées à l'énergie	1 120	1 083
Contribution Économique Territoriale	449	453
Taxes foncières	328	298
Autres impôts et taxes	368	348
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**2 466**	**2 370**

Mécanisme européen de captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergie pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1er décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, certains États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

En France, le dispositif a été prorogé pour la période comprise entre le 1er janvier 2024 et le 31 décembre 2024 par l'article 80 de la loi de finances pour 2024 avec des amendements sur les seuils de déclenchement et les modalités de calcul. Ce dispositif prévoit désormais une taxation à hauteur de 50 % (contre 90 % sur les périodes précédentes) des revenus, avec le maintien de la possibilité de reporter en avant une quote-part des déficits éventuellement dégagés au titre d'une période sur les périodes ultérieures.

En raison du report des déficits des périodes précédentes, il n'est prévu le paiement d'aucune taxe par EDF au titre de l'exercice 2024.

Note 9 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2024	2023
Salaires et traitements	4 540	4 244
Charges sociales	2 935	2 827
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**7 475**	**7 071**

L'augmentation des charges de personnel est notamment liée aux effets de mesures salariales mises en place en lien avec un contexte inflationniste et à la hausse des effectifs moyens par rapport à 2023. Elles comprenaient également 41 millions d'euros sur l'exercice 2023 de coûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3, sans équivalent en 2024.

	2024			2023
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	30 532	29 363	59 895	58 407
Autres	1 034	4 052	5 086	4 779
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**31 566**	**33 415**	**64 981**	**63 186**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 10 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2024	2023
Sur immobilisations incorporelles	389	384
Sur immobilisations corporelles :		
• du domaine propre	4 213	3 782
• du domaine concédé *	358	344
Dotations aux amortissements des immobilisations	**4 960**	**4 510**
Autres dotations aux amortissements	29	30
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**4 989**	**4 540**

* *Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions d'énergie hydraulique.*

Note 11 Résultat financier

(en millions d'euros)	2024		2023	
Produits financiers de participations [1]		4 719		3 035
Produits des autres valeurs mobilières et des créances de l'actif immobilisé		1 952		1 592
Charges et produits d'intérêts et assimilés		**(4 309)**		**(4 191)**
• *Charges sur dettes financières long terme après couvertures [2]*	*(3 322)*		*(3 084)*	
• *Autres [3]*	*(987)*		*(1 107)*	
Résultat de change [4]		(153)		(565)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement		(388)		(37)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :		**(3 631)**		**(8 779)**
• *Charges d'actualisation avantages au personnel*	*(808)*		*(914)*	
• *Charges d'actualisation provisions nucléaires [5]*	*(1 753)*		*(2 489)*	
• *Provision sur TIAP actifs dédiés [6]*	*272*		*832*	
• *Dépréciation valeurs mobilières de placement [6]*	*289*		*178*	
• *Provision sur titres de participation [7]*	*(1 959)*		*(7 323)*	
• *Provision pour pertes de change [8]*	*6*		*638*	
• *Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges*	*397*		*368*	
RÉSULTAT FINANCIER		**(1 810)**		**(8 945)**

(1) Les dividendes reçus concernent principalement :
- *EDF Holding détenant EDF Trading (3 704 millions d'euros en 2024 et 947 millions d'euros en 2023) ;*
- *C3 détenant EDF Investissements Groupe (257 millions d'euros en 2024 et 130 millions d'euros en 2023) ;*
- *CTE détenant RTE (119 millions d'euros en 2024 et 174 millions d'euros en 2023) ;*
- *EDF Production Électrique Insulaire (PEI) (107 millions d'euros en 2024 et 123 millions d'euros en 2023) ;*
- *EDF Nam Theun Holding (84 millions d'euros en 2024 et 32 millions d'euros en 2023) ;*
- *EDF Développement Environnement (EDEV) (52 millions d'euros en 2024 et 23 millions d'euros en 2023) ;*
- *Framatome (51 millions d'euros en 2024 et 40 millions d'euros en 2023)*
- *C93 (39 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2023) ;*
- *EDF Immo (37 millions d'euros en 2024 et 19 millions d'euros en 2023) ;*
- *Eureizen (35 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2023) ;*
- *C74 (7 millions d'euros en 2024 et 84 millions d'euros en 2023) ;*
- *C81 (1 million d'euros en 2024 et 47 millions d'euros en 2023) ;*
- *Enedis (1 258 millions d'euros en 2023 sans équivalent en 2024).*

(2) L'augmentation des charges d'intérêt résulte de la hausse du coût des emprunts.

(3) Ce poste concerne principalement les charges financières sur dettes court terme.

(4) Au 31 décembre 2024, le résultat de change intègre principalement les effets de change associés aux opérations de rachat des titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 23).

(5) En 2024, l'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour (2 267) millions d'euros et les effets d'un changement de taux (voir note 26.5) pour les provisions non adossées à des actifs pour 514 millions d'euros

En 2023, l'effet d'actualisation comprenait la charge de désactualisation pour (2 109) millions d'euros et les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour (396) millions d'euros.

(6) La variation s'explique par une évolution favorable des marchés financiers en 2024 et en 2023.

(7) Dont la comptabilisation de dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation EDF Développement Environnement (EDEV) à hauteur de 1 330 millions d'euros et EDF International à hauteur de 390 millions (voir note 16.1 renvoi (4)).

(8) Voir note 25 renvoi (1).

Note 12 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2024, le résultat exceptionnel représente un produit net de 703 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 583 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 169 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, le résultat exceptionnel représentait un produit net de 272 millions d'euros dont les principaux éléments étaient :

- des plus-values nettes de 100 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 128 millions d'euros.

Note 13 Impôt sur les bénéfices

13.1 Groupe fiscal

Depuis le 1er janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2024 comprend 320 filiales dont notamment Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

13.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de (1 083) millions d'euros au titre de l'exercice 2024 ((1 831) millions d'euros de charge d'impôt en 2023), après imputation des déficits reportables à hauteur de 1 377 millions d'euros.

Cette charge se décompose comme suit :

- une charge de (1 131) millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2024 ;
- une charge de (109) millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 157 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

Dispositif dit « Pilier 2 »

Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition à l'impôt sur les sociétés et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé en 2021 au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum de 15 % (dispositif dit « Pilier 2 »).

Après l'adoption de la directive Pilier 2 par l'Union européenne le 15 décembre 2022, l'OCDE a publié, le 20 décembre, des mesures de simplification qui s'appliqueront uniquement aux exercices ouverts jusqu'au 31 décembre 2026 (soit en pratique aux exercices 2024 à 2026 s'agissant du groupe EDF). Pendant cette période, et sous réserve de respecter certaines conditions à la maille d'une juridiction d'implantation, les groupes seront dispensés de calculer un impôt complémentaire selon les règles de Pilier 2. La loi de finances pour 2024 a transposé ces nouvelles règles dans la législation française avec une première application sur l'exercice 2024 et une déclaration à déposer en juin 2026.

En 2024, le groupe EDF a finalisé ses travaux d'évaluation du dispositif Pilier 2. Les impacts du dispositif dans les comptes consolidés du groupe EDF comme dans les comptes sociaux d'EDF SA ne sont pas significatifs.

13.3 Situation fiscale différée et latente

La fiscalité différée et latente n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

EDF intègre dans ses positions différées et latentes, les déficits générés au niveau du groupe d'intégration fiscale, en qualité de société mère de l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
• Provisions non déductibles [1]	(17 803)	(17 412)	(391)
• Instruments financiers et écarts de conversion	(6 510)	(3 078)	(3 432)
• Autres	(1 535)	(1 588)	53
Total actif d'impôt - taux de droit commun	**(25 848)**	**(22 078)**	**(3 770)**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
• Instruments financiers et écarts de conversion	4 603	2 653	1 950
• Autres	3 674	3 393	281
Total passif d'impôt - taux de droit commun	**8 277**	**6 046**	**2 231**
• Plus-value en sursis d'imposition			-
• Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(71)	(61)	(10)
Total actif d'impôt - taux réduit	**(71)**	**(61)**	**(10)**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(17 642)**	**(16 093)**	**(1 549)**
Créance future d'impôt au taux de droit commun	**9 259** [2]	**10 234**	**(975)**
Créance future d'impôt au taux réduit	**11**	**9**	**2**

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

(2) Dont 4,7 milliards d'euros au titre des déficits restant à reporter dans le cadre de l'intégration fiscale et 4,6 milliards d'euros au titre de la situation fiscale différée au taux de droit commun, en vigueur au 31 décembre 2024.

Bilan

Note 14 Immobilisations incorporelles

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

FRAIS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du Plan Comptable Général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Les redevances versées en contrepartie de l'utilisation de logiciels en mode SaaS (*Software as a Service*) sont comptabilisées en charges au fur et à mesure des prestations rendues. Les coûts de mise en œuvre (notamment configuration, adaptation, paramétrage, interfaces) des logiciels mis à disposition *via* un droit d'accès (SaaS) sont immobilisés et amortis en application du règlement ANC 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2024
Logiciels [1]	3 306	440	115	3 631
Autres [2]	478	92	-	570
Immobilisations incorporelles en cours [3]	1 943	1 427	462	2 908
Valeurs brutes	**5 727**	**1 959**	**577**	**7 109**
Logiciels [1]	(2 082)	(506)	(114)	(2 474)
Autres [2]	(183)	(142)	-	(325)
Immobilisations incorporelles en cours	(14)	(10)	(14)	(10)
Amortissements et dépréciations	**(2 279)**	**(658)**	**(128)**	**(2 809)**
VALEURS NETTES	**3 448**	**1 301**	**449**	**4 300**

(1) Les lignes « Logiciels » intègrent au 31 décembre 2024 les coûts de mise en œuvre des logiciels mis à disposition via un droit d'accès (contrats SaaS) et les amortissements associés en application du règlement ANC 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques pour un montant non significatif.

(2) Les lignes « Autres » intègrent au 31 décembre 2024 des études associées aux SMR (Small Modular Reactors) pour 166 millions d'euros ayant fait l'objet d'une mise en service en 2023. Ces études ont fait l'objet d'une dépréciation en 2024 de l'intégralité du montant immobilisé à date pour un montant net de subventions à hauteur de (115) millions d'euros à la suite d'une nouvelle orientation stratégique du projet (voir descriptif ci-dessous et note 5 renvoi (3)).

(3) Les immobilisations incorporelles en cours intègrent notamment, au 31 décembre 2024, les études relatives à EPR 2 pour 2 344 millions d'euros (1 446 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau pressurisée qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et dont la technologie intègre le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

Le développement de la conception de ce réacteur est porté par EDF, les principales options de sûretés associées ont été validées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire en 2019.

Ce réacteur présenterait des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le palier N4, modèle de réacteur actuellement en service le plus puissant hors Flamanville 3), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité. Il confirmera ainsi la montée en puissance engagée avec l'EPR de Flamanville 3 dont le premier couplage au réseau a été réalisé le 21 décembre 2024, et dont la mise en service est prévue en 2025.

Le 10 février 2022, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR 2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR 2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035-2040 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR 2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. EDF envisage de construire trois paires d'EPR 2, dans cet ordre, sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes) (voir communiqué de presse de la Présidence de la République du 19 juillet 2023).

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement (FID) du programme EPR 2, le Conseil d'administration du 15 février 2024 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement en engageant un montant supplémentaire d'environ 1,2 milliard d'euros jusqu'à fin 2024, portant ainsi, en cumulé, le budget de développement du programme EPR 2 à 3 042 millions d'euros.

L'année 2024 a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR 2 : une revue de maturité technique en juillet qui valide le franchissement du jalon de passage en « *detailed design* » pour les bâtiments nucléaires, le feu vert pour le lancement des fabrications des composants primaires (maturité technique atteinte et levée officielle de points d'arrêts de l'ASN), et la publication au Journal Officiel le 6 juillet du décret d'approbation de la convention d'utilisation du domaine maritime de Penly permettant le démarrage des travaux préparatoires sur le site en juillet 2024. Les projets de Gravelines et de Bugey se préparent activement. Le débat public de Gravelines s'est tenu du 17 septembre 2024 au 17 janvier 2025. La CNDP (Commission Nationale du Débat Public) a été saisie pour le projet de Bugey et a décidé également l'organisation d'un débat qui se tiendra au premier semestre 2025. Les travaux sur le plan de compétitivité, la revue de maturité technique, le financement, la régulation de l'actif et la consolidation du Programme se poursuivent, *via* des partages réguliers avec l'État français dont la DINN (Délégation Interministérielle du Nouveau Nucléaire), dans le cadre d'une trajectoire vers la décision finale d'investissement. Une revue diligentée par l'État interviendrait en 2025.

Au 31 décembre 2024, le projet se compose de 2 344 millions d'euros d'immobilisations incorporelles (voir note 14 renvoi (3)) et 375 millions d'euros d'immobilisations corporelles (voir note 15 renvoi (2)).

Le budget 2025 du Groupe qui a été approuvé le 18 décembre 2024 prévoit d'engager une dépense de 1,1 milliard d'euros sur l'année 2025 au titre du Programme NNF (Nouveau Nucléaire France). Le Conseil d'administration du 5 février 2025 a pris note de l'avis exprimé par son Comité d'Engagement réuni le 27 janvier 2025 qui considère comme approprié ce niveau de dépenses centré sur les travaux nécessaires à une décision finale d'investissement fin 2026 et les priorités associées du programme (maturité du design et avancement des activités de *licensing* et de *permitting*, modalités de financement…).

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « *Small Modular Reactors* »)

La phase de *basic design* (ou avant-projet détaillé) s'est poursuivie au premier semestre 2024. Durant cette période, la conception et le positionnement marché ont pu être approfondis. Les enseignements obtenus ont conduit à prendre une nouvelle orientation stratégique consistant à développer une nouvelle conception reposant sur des briques technologiques éprouvées.

Cette orientation s'appuiera sur les enseignements techniques, industriels et commerciaux accumulés par la filiale NUWARD ainsi que sur l'expérience du Groupe dans le nucléaire et la technologie à eau sous pression (REP). Le groupe EDF poursuit sa stratégie d'offrir un SMR de génération 3, avec sa filiale NUWARD, pour accompagner la transition énergétique et les besoins des industriels en Europe et à l'international.

Le 26 avril 2024, la Commission européenne a autorisé une aide d'État française pour soutenir NUWARD dans la recherche et le développement de petits réacteurs nucléaires modulaires dont 75 millions d'euros ont été reçus sur le premier semestre 2024 par la filiale NUWARD.

Compte tenu de ces éléments, le Groupe a déprécié au 31 décembre 2024 l'intégralité des montants immobilisés à date au titre de ce projet pour un montant net de subventions, inscrit respectivement dans les comptes sociaux d'EDF SA et de la filiale NUWARD. EDF SA a comptabilisé une dépréciation d'immobilisations incorporelles de (115) millions au titre des montants investis pendant la phase d'avant-projet sommaire (APS) (voir notes 5 renvoi (3) et 14 renvoi (2)).

Note 15 Immobilisations corporelles

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

ÉVALUATION INITIALE

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 26) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 26).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles.

Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

MODES ET DURÉES D'AMORTISSEMENT

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- Barrages hydroélectriques : 75 ans ;
- Matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans ;
- Centrales thermiques à flamme (principalement CCGT-cycles combinés gaz) : 25 à 45 ans ;
- Installations de production nucléaire : 40 à 50 ans ;
- Installations de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 45 ans.

Les durées d'amortissement retenues tiennent compte, pour les ouvrages concédés, des durées des contrats de concession.

CONTRATS DE CONCESSION

EDF est concessionnaire de deux types de concessions :

- Les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- Les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions suit certaines dispositions du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession établis d'après un cahier des charges type approuvé par les pouvoirs publics. Les contrats de concession signés depuis 2018, relèvent de l'accord-cadre 2017 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et France Urbaine, les autres contrats, relevant quant à eux, de l'accord-cadre signé avec la FNCCR en 1992 (mis à jour en 2007).

Les biens en concession sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement, pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition et sont amortis sur leur durée d'utilité.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 24).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 36 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi. Lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

Lorsqu'une concession est exploitée sous ce régime, une redevance proportionnelle aux bénéfices dite « sur les délais glissants » est due depuis 2019. Celle-ci s'élève à 40 % du résultat normatif de la concession, tel que défini par l'article R. 523-5 du Code de l'énergie, diminué de l'impôt sur les sociétés.

DÉPRÉCIATION DES ACTIFS À LONG TERME

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :
  - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix forward disponibles et tiennent compte des couvertures,
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, EDF s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Ces scénarios s'appuient sur les objectifs de la politique publique énergie-climat tels que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et EDF les confronte avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents,
  - les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché d'EDF ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme.

Les valeurs nettes des immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2024
Terrains, constructions et agencements de terrains	12 856	305	88	13 073
Tranches de production nucléaire	70 503	5 080	2 024	73 559
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 687	421	146	13 962
Réseau du domaine propre	1 230	30	3	1 257
Autres immobilisations corporelles	1 860	124	83	1 901
Immobilisations corporelles du domaine propre	**100 136**	**5 960**	**2 344**	**103 752**
Terrains, constructions et agencements de terrains	11 023	87	7	11 103
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 994	93	53	2 034
Réseau du domaine concédé	3 656	183	15	3 824
Autres immobilisations corporelles	27	-	-	27
Immobilisations corporelles du domaine concédé (1)	**16 700**	**363**	**75**	**16 988**
Immobilisations corporelles en cours (2)	**22 759**	**7 350**	**6 519**	**23 590**
Valeurs brutes (3)	**139 595**	**13 673**	**8 938**	**144 330**
Terrains, constructions et agencements de terrains	(8 580)	(326)	(78)	(8 828)
Tranches de production nucléaire	(48 001)	(3 636)	(2 055)	(49 582)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(10 283)	(411)	(141)	(10 553)
Réseau du domaine propre	(651)	(33)	(3)	(681)
Autres immobilisations corporelles	(1 309)	(138)	(81)	(1 366)
Immobilisations corporelles du domaine propre	**(68 824)**	**(4 544)**	**(2 358)**	**(71 010)**
Terrains, constructions et agencements de terrains	(7 104)	(161)	(4)	(7 261)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(1 168)	(35)	(31)	(1 172)
Réseau du domaine concédé	(1 548)	(101)	(13)	(1 636)
Autres immobilisations corporelles	(16)	(2)	-	(18)
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**(9 836)**	**(299)**	**(48)**	**(10 087)**
Immobilisations corporelles en cours	**(33)**	**(139)**	**(140)**	**(32)**
Amortissements et dépréciations	**(78 693)**	**(4 982)**	**(2 546)**	**(81 129)**
VALEURS NETTES	**60 902**	**8 691**	**6 392**	**63 201**

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique.

(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur, travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques, voir note 2.1.2) et la construction de la centrale EPR (Flamanville 3). Au 31 décembre 2024, le coût des travaux immobilisés relatif au phénomène de corrosion sous contrainte s'élève à 219 millions d'euros (voir note 2.1.3). Les immobilisations corporelles en cours intègrent aussi, au 31 décembre 2024, des actifs associés à EPR 2 pour 375 millions d'euros (78 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(3) Le montant des immobilisations corporelles du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2024 est de 13 156 millions d'euros (soit 12 842 millions d'euros en immobilisations corporelles en cours et 314 millions d'euros en immobilisations corporelles mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 863 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 222 millions d'euros. Le montant des amortissements cumulés au 31 décembre 2024 au titre des immobilisations corporelles mises en service, s'élève à 94 millions d'euros.

Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros$_{2015}$, hors intérêts intercalaires. Les dépenses supplémentaires liées aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 constituent des coûts anormaux ne pouvant être inclus dans le coût de production d'une immobilisation. Elles sont comptabilisées en charges et s'élèvent sur l'année 2024 à 181 millions d'euros d'achats de services et autres achats consommés de biens (voir note 7 renvoi (3)). Elles représentent 2,3 milliards d'euros en cumulé. Les coûts exceptionnels complémentaires induits par le réajustement communiqué le 16 décembre 2022 et principalement liés au traitement thermique de détensionnement pour les soudures ayant fait l'objet de reprises, seront également comptabilisés en charges d'exploitation. Par ailleurs, le montant des immobilisations incorporelles du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2024 est de 59 millions d'euros (soit 53 millions d'euros en immobilisations incorporelles mises en service et 6 millions d'euros en immobilisations incorporelles en cours). Aussi, le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2024 est de 13 215 millions d'euros (voir note 2.1.1.).

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.2.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1er janvier 2016), et 1 300 MW (depuis le 1er janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions d'allongement de la durée d'amortissement ne sont pas, à ce jour, réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035, soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes d'EDF. Cette hypothèse est conservée au 31 décembre 2024 dans l'attente de l'adoption de la prochaine PPE qui pourrait intervenir en 2025 dans le cadre du processus en cours de révision de la Stratégie Française Énergie Climat.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Pour mémoire, dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026 depuis l'arrêté des comptes du 31 décembre 2021.

En septembre 2024, les conditions technico-économiques de réalisation du projet de reconversion à la biomasse de la centrale thermique de Cordemais n'étant pas réunies, EDF a annoncé envisager d'arrêter la production électrique de la centrale thermique de Cordemais en 2027. Ce projet est soumis à la consultation des instances représentatives du personnel.

Test de perte de valeur des actifs

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaire, thermique et hydraulique) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 13 073 millions (13 215 millions d'euros brut (voir note 15 renvoi (3)), dont 367 millions d'euros mis en service, amortis à hauteur de 142 millions d'euros).

Sur l'exercice 2024, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

Toutefois, compte tenu de la baisse des prix de l'électricité, la valeur recouvrable a été actualisée.

Celle-ci est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite dans les principes comptables sur la dépréciation des actifs long terme, avec un CMPC après impôt de 6,9 % au 31 décembre 2024 (7 % au 31 décembre 2023).

S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1 300 MW et de 40 ans pour le palier N4. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes sociaux au 31 décembre 2024 bien que la stratégie industrielle d'EDF soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans) (voir note 15 renvoi (3)).

Sur l'année 2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en baisse sur cet horizon par rapport à fin 2023) tenant compte des couvertures déjà contractualisées et un volume d'ARENH livré aux fournisseurs alternatifs plafonné à 100 TWh (ainsi que 26 TWh pour les gestionnaires de réseaux), avec un prix ARENH de 42 €/MWh.

Pour la période post ARENH, les annonces gouvernementales du 14 novembre 2023 prévoient des seuils de prélèvement de 78 €$_{2022}$/MWh et 110 €$_{2022}$/MWh, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces éléments ont été intégrés comme hypothèses clés dans l'estimation de la valeur recouvrable à fin décembre 2024 compte tenu de l'absence de textes réglementaires précisant le niveau des seuils d'activation de cette contribution. Les dispositions adoptées dans le cadre de la loi de finances pour 2025 disposent que ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation, et entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €$_{2022}$/MWh et de 110 €$_{2022}$/MWh.

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA EnR (*Power Purchase Agreement* Énergies Renouvelables) actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits moyen terme – des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans – qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

En outre, EDF propose à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (Contrats d'Allocation de Production Nucléaire).

La valeur recouvrable du test diminue mais reste très largement supérieure à la valeur nette comptable.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- la réglementation post-ARENH ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Analyses de sensibilité

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh/an sur toute la période, augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation, diminution du prix de la capacité, niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 €/TWh dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

À titre d'exemple de sensibilités défavorables, une baisse de 10 TWh/an sur toute la période de production aurait un impact négatif de (3,8) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse du taux d'actualisation de 50 points de base aurait un impact négatif de (3,4) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse des investissements de + 10 % sur toute la période aurait un impact négatif de (3,9) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Note 16 Immobilisations financières

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

TITRES DE PARTICIPATION ET TITRES IMMOBILISÉS

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

Pour les titres détenus dans des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est principalement déterminée par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe.

Le cas échéant, une valeur d'utilité est déterminée sur la projection des flux de trésorerie futurs actualisés, calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture :

- pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures ;
- au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE

EDF détient des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP), qui sont composés d'actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. Les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de Bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

AUTRES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amenée à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, EDF finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

16.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2024	Montants cumulés au 31/12/2023
Participations [1]	64 641	61 513
Créances rattachées aux participations	50	50
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	25 683	25 803
Autres titres immobilisés	86	86
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [3]	42 333	36 705
Total valeur brute des immobilisations financières	**132 793**	**124 157**
Dépréciations des participations et créances rattachées [4]	(14 303)	(10 814)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés [5]	(983)	(1 254)
Total dépréciations	**(15 286)**	**(12 068)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**117 507**	**112 089**

(1) La hausse des participations correspond pour l'essentiel à :

-la prise de participation à 100 % dans la société Arabelle Solutions France pour une valeur de 2 057 millions d'euros (voir note 2.1.6). Au 31 décembre 2024, la valeur des titres de participation d'Arabelle Solutions France a été diminuée de 13 millions d'euros en lien avec des éléments signés relatifs aux ajustements de prix. La valeur s'établit désormais au 31 décembre 2024 à 2 044 millions d'euros ;

-la prise de participation à 100 % dans la société Arabelle Electronics France pour une valeur de 42 millions d'euros (voir note 2.1.6) ;

-l'acquisition des 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome pour 206 millions d'euros y compris frais d'acquisition (voir note 2.1.5) ;

-la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C93 (société détenant des ferries électrifiés Fjord1 en Norvège) pour une valeur de 351 millions d'euros ;

-la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C94 (société détenant un portefeuille d'entrepôts logistiques en France) pour une valeur de 133 millions d'euros ;

-la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C95 (société détenant un immeuble de bureaux en France) pour une valeur de 131 millions d'euros ;

-la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C96 (société détenant des tours de télécommunication en Autriche) pour une valeur de 122 millions d'euros ;

-la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C89 (société détenant un portefeuille d'entrepôts logistiques en Suède) pour une valeur de 95 millions d'euros.

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et à des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés (voir note 12).

(3) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2024 est de 41 549 millions d'euros, et concerne principalement EDF International pour 22 655 millions d'euros dans un contexte de financement du projet HPC en Angleterre, EDF Renouvelables pour 8 675 millions d'euros, Enedis pour 5 028 millions d'euros, Dalkia pour 1 750 millions d'euros, EDF Energy pour 1 651 millions d'euros et EDF Trading pour 804 millions d'euros. Par ailleurs, le poste inclut un dépôt de garantie versé par EDF à Enedis pour 746 millions d'euros.

(4) La revue du portefeuille de la valeur d'utilité des titres de participation inscrits à l'actif du bilan d'EDF au 31 décembre 2024, conduit à déprécier principalement :

-les titres de participation EDF Développement Environnement (EDEV) à hauteur de 1 330 millions d'euros (voir note 11 renvoi (7)). En tant que holding portant les filiales et participations destinées au développement des métiers du groupe EDF en France, la valeur d'utilité des titres EDEV repose sur les contributions des différentes filiales et sous-groupes aux capitaux propres consolidés du Groupe, en tenant compte de marges de valeur positives issues de la réalisation des tests de dépréciation des différentes unités génératrices de trésorerie. En 2024, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDEV résulte pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF Renouvelables, en raison des pertes de valeurs par la filiale sur différents projets à l'international ;

-les titres de participation EDF International à hauteur de 390 millions d'euros en 2024 (7 013 millions d'euros en 2023 (voir note 11 renvoi (7)) et 2 650 millions d'euros en 2022). En tant que holding portant la majeure partie des participations à l'international du groupe EDF, la valeur d'utilité des titres EDF International repose sur les contributions des différentes filiales et sous-groupes aux capitaux propres consolidés du Groupe, en tenant compte de marges de valeur positives issues de la réalisation des tests de dépréciation des différentes unités génératrices de trésorerie.

En 2024, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International résulte pour l'essentiel d'un recul des marges de valeur positives des unités génératrices de trésorerie installées en Italie, une baisse de la valeur d'utilité des filiales installées aux États-Unis en partie compensée par une amélioration de la valeur d'utilité réalisée aux Royaume-Uni par EDF Energy (voir note 2.1.4).

En 2023, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International faisait suite à l'annonce faite par le groupe EDF, le 23 janvier 2024, d'une révision du calendrier et d'une réévaluation à la hausse des coûts à terminaison du projet HPC ayant engendré la comptabilisation d'une perte de valeur importante chez EDF Energy, réduisant ainsi sensiblement la valeur d'utilité.

En 2022, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International résultait pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF Energy au Royaume-Uni, majoritairement lié à la hausse très importante du taux d'actualisation, et dans une moindre mesure à la nouvelle vision des coûts à terminaison du projet HPC communiquée en mai 2022.

Par ailleurs, les dépréciations incluent au 31 décembre 2024 les montants liés aux prises de participation Arabelle Solutions France pour 1 528 millions d'euros et Arabelle Electronics France pour 1 million d'euros (voir note 2.1.6).

(5) La variation s'explique principalement par une évolution favorable des marchés financiers en 2024 comparée à 2023 ayant entraîné des reprises de dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 11 renvoi (6)).

16.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Adresse du siège social	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2024	Dépréciations 31/12/2024	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2024	% du capital détenu	Capital social 2023	Résultat de l'exercice 2023	Capitaux propres 2023 hors capital social et résultat	Prêts et avances consentis par la Société à fin 2024	Dividendes reçus en 2024	Chiffres d'affaires 2023	Devises
Filiales												
EDF International [1]	20 Pla la Défense 92800 Puteaux	25 930	10 053	15 877	100	18 420	(4 397)	(3 799)	22 655	-	-	EUR
C3 [2]	4 Rue Floréal 75017 Paris	11 196	-	11 196	100	11 196	271	160	-	257	-	EUR
EDF Développement Environnement [3]	33 Place des Corolles 92400 Courbevoie	6 891	1 330	5 561	100	2 641	53	3 662	-	52	-	EUR
CTE [4]	4 Rue Floréal 75017 Paris	2 705	-	2 705	50,1	2 700	253	2 363	-	119	-	EUR
Arabelle Solutions France [5]	32 Avenue Pablo Picasso 92000 Nanterre	2 044	1 528	516	100	10	(27)	39	-	-	437	EUR
EDF Holding [6]	4 Rue Floréal 75017 Paris	1 950	-	1 950	100	1 950	3 704	195	-	3 704	-	EUR
EDF Immo [7]	4 Rue Floréal 75017 Paris	1 361	-	1 361	100	1 360	39	64	-	37	-	EUR
EDF Nam Theun Holding [8]	4 Rue Floréal 75017 Paris	437	50	387	100	87	30	327	-	84	-	EUR
Autres [9]		5 282	1 080	4 202	100	1 124	(184)	2 596	215	233	148	EUR
Sociétés Holdings		**57 796**	**14 041**	**43 755**					**22 870**	**4 486**		
En France												
Enedis	4 Place de la Pyramide 92800 Puteaux	2 700	-	2 700	100	270	(867)	5 547	5 028	-	16 135	EUR
Framatome	1 Place Jean Millier 92400 Courbevoie	2 220	-	2 220	80,5	707	131	2 031	212	51	2 675	EUR
Dalkia	204 Rue Sadi Carnot 59350 Saint André Lez Lille	967	-	967	99,9	220	(8)	126	1 750	-	3 251	EUR
EDF Production Électrique Insulaire	20 Place de la Défense 92050 Paris La Défense Cedex	560	-	560	100	560	195	596	335	107	1 256	EUR
Arabelle Electronics France [5]	204 Rond-Point du Pont de Sèvres 92100 Boulogne-Billancourt	42	1	41	100	44	-	(3)	-	-	9	EUR
Edvance	165-173 Avenue Pierre Brossolette 92120 Montrouge	12	-	12	80	15	50	3	14	26	672	EUR
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	Haugruen 67760 Gambsheim	3	-	3	50	6	-	3	-	-	7	EUR
À l'étranger				-								
Emosson	Centrale de la Bâtiaz Case postale 391 1920 Martigny	14	14	-	50	140	-	-	-	-	-	CHF
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	Werkstrabe 5 76596 Forbach Allemagne	3	-	3	50	10	3	67	-	-	14	EUR
Forces Motrices du Chatelôt	Centrale du Châtelot 2325 Les Planchettes	-	-	-	50	6	-	2	-	-	4	CHF
Sociétés industrielles et commerciales		**6 521**	**15**	**6 506**					**7 339**	**184**		
Autres (GIE EIFER)		**130**	**125**	**5**					**-**	**-**		
TOTAL FILIALES		**64 447**	**14 181**	**50 266**					**30 209**	**4 670**		

(1) EDF International a pour activité la prise et la gestion de participations dans des entités opérant dans le domaine de l'énergie à l'étranger, dont notamment : EDF Energy, Edison, Luminus, EDF Gas Deutschland, EDF China Holding Ltd, Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd, EDF Norte Fluminense, EDF Brasil Holding, EDF Inc. Pour rappel, EDF Energy porte les projets de développement nucléaire en Angleterre, dont HPC et Sizewell C.

(2) C3 détient notamment EDF Investissements Groupe à 100 %, filiale en charge du financement à moyen et long terme des activités situées hors de France.

(3) EDF Développement Environnement (EDEV) est une holding des filiales et participations destinées au développement des métiers du Groupe en France, dont notamment : l'efficacité et la rénovation énergétique (IZI solutions, IZI confort, EDF ENR), la mobilité électrique (IZIVIA), le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs (Cyclife, Orano DS), la production d'origine renouvelable (EDF Renouvelables, Hydrostadium), la gestion locale de l'énergie (Agregio, e2m), d'autres activités avec en particulier Électricité de Strasbourg.

(4) CTE détient RTE à 100 %.

(5) Prise de participation à 100 % dans les sociétés Arabelle Solutions France et Arabelle Electronics France, dans le cadre de la transmission universelle de patrimoine de la société Arabelle Holding réalisée le 17 décembre 2024 (voir note 2.1.6).

(6) EDF Holding détient EDF Trading qui assure des services d'optimisation et de gestion des risques et l'interface avec les marchés de gros.

(7) EDF Immo détient notamment la Gérance Générale Foncière et Sofilo à 100 %.

(8) EDF Nam Theun Holding détient une participation dans Nam Theun 2 Power Co.

(9) Regroupement de titres de participation dont la valeur comptable unitaire est inférieure à 400 millions d'euros.

16.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Adresse du siège social	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2024	Dépréciations 31/12/2024	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2024	% du capital détenu	Capital social 2023	Résultat de l'exercice 2023	Capitaux propres 2023 hors capital social et résultat	Dividendes reçus en 2024	Devises
Report Total Filiales		**64 447**	**14 181**	**50 266**	**-**		**-**		**4 670**	
Participations										
dont la quote-part détenue est inférieure à 50 % et supérieure à 10 %										
Trimet France	Rue Henri Sainte Claire Deville 73300 Saint Jean de Maurienne	130	66	64	35	58	115	348	34	EUR
Dalkia Investissements	33 Place des Corolles 92400 Courbevoie	63	56	7	50	1	2	14	1	EUR
Total		**193**	**122**	**71**					**35**	
dont la quote-part détenue est inférieure à 10 %										
Force Motrice de Mauvoisin	Postfach Axpo 5401 Baden Suisse	1	-	1	9,8	100	6	16	1	CHF
Total		**1**	**-**	**1**					**1**	
Total Participations		**194**	**122**	**72**					**36**	
TOTAL DES FILIALES ET PARTICIPATIONS		**64 641**	**14 303**	**50 338**					**4 706**	

16.4 Relations avec les filiales

(en millions d'euros)	Créances d'EDF [1]		Dettes d'EDF [1]			
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
AT34	168	-	-	-	-	-
CTE	-	334	-	186	-	-
Framatome	212	311	-	726	-	7
EDF Energy	1 651	98	-	166	-	117
EDF Renouvelables	8 675	-	-	-	-	385
EDF International	22 655	-	-	-	-	630
EDF Trading	804	1 627	-	1 584	-	78
Enedis	5 028	-	-	1 426	-	125
Dalkia France	1 750	55	-	146	-	72
EDF Production Électrique Insulaire	335	-	-	140	-	8
EDF Luminus	-	52	-	-	-	-
Edvance	14	51	-	140	-	-
Arabelle Solutions	215	-	-	-	-	2
Sous-groupe Arabelle	-	-	-	86	-	-
Group Support Services	-	57	-	-	-	-
Électricté de Strasbourg	-	52	-	-	-	-
Agregio	-	-	-	75	-	-
Cyclife	26	-	-	64	-	1
EDF Belgium	-	-	-	105	-	-
Comptes courants [2]	-	-	-	1 705	-	-
Convention de placement des liquidités des filiales [3]		-	5 805	-	(319)	-
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales [4]		-	18 724	-	(866)	-
Convention d'intégration fiscale	-	-	-	2 077	-	-

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

(2) Dont Sofilo pour 660 millions d'euros, EDF Production Électrique Insulaire pour 550 millions d'euros, EDF Immo pour 274 millions d'euros, et Enedis pour 107 millions d'euros.

(3) Inclut notamment en 2024, le tirage sur la ligne de crédit de 93 millions d'euros avec Arabelle Solutions France, transférée à EDF (voir note 2.1.6).

(4) Dont C3 pour 5 378 millions d'euros, EDF Energy pour 3 197 millions d'euros, EDF Holding pour 2 815 millions d'euros, EDF Trading pour 2 388 millions d'euros, Edison pour 881 millions d'euros, Framatome pour 833 millions d'euros et EDF International pour 738 millions d'euros.

16.5 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**25 803**	**24 717**	**28 627**	**25 683**	**24 869**	**31 389**

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2024, 24 869 millions d'euros d'actifs dédiés (voir note 26.6.5).

16.6 Créances de l'actif immobilisé

Ce poste comprend essentiellement des prêts accordés aux filiales :

	Degré d'exigibilité				
(en millions d'euros)	< 1 an [1]	1 à 5 ans [2]	> 5 ans [3]	Montants bruts au 31/12/2024	Montants bruts au 31/12/2023
Créances rattachées aux participations	1	-	49	50	50
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [4]	7 474	15 702	19 157	42 333	36 705
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**7 475**	**15 702**	**19 206**	**42 383**	**36 755**

(1) Dont 4,5 milliards d'euros à EDF Renouvelables, 0,8 milliard d'euros à EDF Trading, 0,4 milliard d'euros à EDF International correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, et 0,7 milliard d'euros de dépôt de garantie versé par EDF à Enedis.

(2) Dont 10,7 milliards d'euros à EDF International, 3,1 milliards d'euros à EDF Renouvelables, et 1 milliard d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.

(3) Dont 11,4 milliards d'euros à EDF International correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, 3,8 milliards d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit, 1,6 milliard d'euros à EDF Energy correspondant à l'échéance de prêts et 1 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.

(4) La variation s'explique principalement par des prêts accordés aux filiales en 2024 pour 4,9 milliards d'euros dont 4,5 milliards d'euros à EDF International, 1,6 milliard d'euros à EDF Renouvelables et (1,7) milliard d'euros de remboursement de la part d'EDF Trading ainsi qu'un dépôt de garantie accordé par EDF à Enedis pour 0,7 milliard d'euros.

Note 17 Stocks et en-cours

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des certificats d'émission de gaz à effet de serre et des certificats d'économies d'énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

MATIÈRES ET COMBUSTIBLE NUCLÉAIRES

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication).

Le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie dans l'article D. 594-1 du Code de l'environnement.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

AUTRES STOCKS D'EXPLOITATION

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'économies d'énergie acquis pour le cycle de production (voir note 6) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du « Coût moyen pondéré » en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.1).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

CERTIFICATS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne (EU-ETS).

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier...). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 € par tonne de CO_2 pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021-2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 % par rapport à 1990 pour l'Union européenne[1]).

Par ailleurs, dans le cadre du paquet législatif « *Fit for 55* », la Commission européenne a adopté en avril 2023, les actes législatifs réhaussant l'objectif de diminution des émissions de CO_2 d'au moins 62 % à l'horizon 2030 pour les secteurs concernés par les EU-ETS. Ces nouvelles règles introduisent également la réduction du nombre de quotas acquis automatiquement par chaque entreprise concernée par les ETS.

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du Règlement 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des certificats d'émission est conditionné par leur intention de détention.

Les certificats d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la règlementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit for 55*.

- un actif est comptabilisé en stock de matières premières si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de certificats d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux certificats d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;
- un passif est enregistré en dettes fiscales dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les certificats d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2024			31/12/2023		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 198	(3)	10 195	9 801	(24)	9 777
Autres matières premières *	429	(243)	186	445	(230)	215
Autres approvisionnements	1 843	(316)	1 527	2 463	(299)	2 164
En cours de production et autres stocks	1 191	-	1 191	1 164	-	1 164
TOTAL STOCKS	**13 661**	**(562)**	**13 099**	**13 873**	**(553)**	**13 320**

* *La baisse de ce poste sur la période intègre la comptabilisation d'une dépréciation complémentaire du stock de charbon à hauteur de (13) millions d'euros ((230) millions d'euros en 2023) en raison d'un moindre recours aux moyens de production fonctionnant au charbon dans un contexte de meilleures disponibilités notamment des centrales nucléaires.*

Note 18 Créances de l'actif circulant et disponibilités

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

Les créances de l'actif circulant et disponibilités sont réparties par échéance, comme suit :

	Degré d'exigibilité				
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2024	Montants bruts au 31/12/2023
Avances et acomptes versés sur commandes	**620**	**194**	**111**	**925**	**756**
Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	3 861	-	-	3 861	4 028
Factures à établir [1]	10 491	-	-	10 491	11 469
Autres créances d'exploitation [2]	5 037	103	239	5 379	3 772
Créances d'exploitation	**19 389**	**103**	**239**	**19 731**	**19 269**
Instruments de trésorerie [3]	4 056	94	1	4 151	2 759
Disponibilités	6 023	-	-	6 023	8 147
Charges constatées d'avance	442	237	349	1 028	1 137
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**30 530**	**628**	**700**	**31 858**	**32 068**

(1) Ce poste concerne pour l'essentiel les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au 31 décembre 2024. La baisse de ce poste s'explique principalement par une diminution de l'encours des créances commerciales associées au programme de titrisation mis en œuvre sur 2023 portant sur des créances clients.

(2) En 2024, elles comprennent 3 431 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes (2 539 millions d'euros en 2023). Au 31 décembre 2024, les autres créances d'exploitation comprennent également une créance de 792 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre une dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir notes 4 et 31 renvoi (4)).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (160 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 591 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2024 s'élève à 6 861 millions d'euros. Le mécanisme de la compensation des charges de service public de l'énergie en France est présenté en note 4.

Les montants encaissés sur l'année 2024, en provenance du budget général de l'État, s'établissent à 3 472 millions d'euros. Ce montant résulte notamment du solde du mécanisme au titre de l'année 2023 pour 227 millions d'euros et de la compensation du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 3 245 millions d'euros.

Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2024-124 du 26 juin 2024 prise en application de l'article L. 336-5 du Code de l'énergie tel que modifié par l'article 225 de la loi de finances n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 pour 2024, et de l'article 5 du décret n° 2024-556, les compléments de prix ARENH perçus en 2024 pour un montant de 556 millions d'euros viendront diminuer les compensations à financer par le budget de l'État au titre du mécanisme 2025. Ces derniers minorent donc la créance relative aux charges de service public de l'énergie d'EDF au 31 décembre 2024.

Au 31 décembre 2024, EDF constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 792 millions d'euros (dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Note 19 Valeurs mobilières de placement

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les valeurs mobilières de placement sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de Bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les valeurs mobilières de placement sont constituées des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation
OPCVM	1 156	1 369	(213)
TCN court terme en euros et en devises [1]	1 323	372	951
Titres reçus en garantie [2]	345	-	345
Obligations	11 436	16 525	(5 089)
Titres juniors reçus en garantie	2 013	1 689	324
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	113	105	8
Total valeur brute [3]	**16 386**	**20 060**	**(3 674)**
Dépréciations	(265)	(553)	288
TOTAL VALEUR NETTE	**16 121**	**19 507**	**(3 386)**

(1) La part affectée aux actifs dédiés est nulle au 31 décembre 2024 ainsi qu'au 31 décembre 2023 (voir note 26.6.5).

(2) Ils comprennent 345 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en dettes financières (voir note 32 renvoi (4)).

(3) La diminution de l'encours des obligations a notamment permis la réalisation de remboursements anticipés de tirages sur des lignes de crédit bilatérales bancaires. La hausse observée sur l'encours de TCN s'explique par l'inversion de la courbe des taux permettant ainsi de bénéficier d'une rémunération plus favorable.

Note 20 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation
Valeurs mobilières de placement	16 386	20 060	(3 674)
Disponibilités	6 183 (1)	8 738 (1)	(2 555)
Sous total à l'actif du bilan	**22 569**	**28 798**	**(6 229)**
OPCVM *(en euros)*	(1 156)	(1 369)	213
TCN *(en euros)*	(1 265)	(282)	(983)
TCN *(en devises)*	(58)	(90)	32
Titres reçus en garantie	(345)	-	(345)
Obligations	(11 436)	(16 525)	5 089
Titres juniors reçus en garantie	(2 013)	(1 689)	(324)
Intérêts courus	(113)	(105)	(8)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(16 386)**	**(20 060)**	**3 674**
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	-	-	-
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste «dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » et les titres juniors inclus dans le poste « valeurs mobilières de placement » du bilan	(8 344)	(9 041)	697
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie *	**(2 161)**	**(303)**	**(1 858)**
Élimination de l'incidence des variations de change			76
Incidence des reclassements et variations de juste valeur			(10)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres *			-
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			**(1 792)**

* *Voir tableau de flux de trésorerie*

(1) Dont 160 millions d'euros correspondant à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés au 31 décembre 2024 contre 591 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir note 18 renvoi (3)).

Depuis 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie sont classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales C3, EDF Holding, Arabelle Solutions, EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, EDF Production Électrique Insulaire, EDF Trading, EDF Energy, Sofilo et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes sont présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font, quant à elles, parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.

Note 21 Écarts de conversion-actif

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours de change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises, non couverts pour leur risque de change, sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts, conformément au règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture. Par symétrie, le résultat de change réalisé au titre des dérivés de couverture impacte le compte de résultat au même rythme que l'élément couvert.

Les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2024 une perte de change de 1 363 millions d'euros liée principalement :

- aux pertes de change latentes dues aux effets de l'évolution des devises (dollar américain et livre sterling pour l'essentiel) pour un montant de 1 127 millions d'euros au 31 décembre 2024 (936 millions d'euros au 31 décembre 2023) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2024 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 236 millions d'euros (251 millions d'euros au 31 décembre 2023). Conformément aux dispositions du PCG, par application du principe de symétrie énoncé à l'article 628-11, le résultat réalisé (311 millions d'euros en 2019 sans équivalent en 2020, 2021, 2022, 2023 et 2024) est comptabilisé en écarts de conversion-actif. Il est reconnu en charges sur la durée de vie résiduelle de l'élément couvert, de manière symétrique au mode de comptabilisation des produits et des charges de l'élément couvert. Une charge d'un montant de 15 millions d'euros a été comptabilisée en résultat financier sur l'exercice 2024 à ce titre (15 millions d'euros sur l'exercice 2023).

Retraitée des effets induits par les écarts de change réalisés sur les instruments de couvertures dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 236 millions d'euros et par des *swaps* de change en couverture des titres actifs dédiés pour un montant de 714 millions d'euros, la provision pour pertes de change s'élève à 413 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 25 renvoi (1)).

Note 22 Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2022	**1 944**	**25 698**	**8 187**	**(30 648)**	**218**	**5 742**	**11 141**
Affectation du résultat 2022	-	-	(30 648)	30 648	-	-	-
Résultat 2023	-	-	-	7 710	-	-	7 710
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Augmentations de capital 2023 [1]	141	2 249	-	-	-	-	2 390
Réduction de capital 2023 [2]	(1)	(6)	-	-	-	-	(7)
Acomptes sur dividendes 2023	-	-	-	-		-	-
Autres variations	-	1	-	-	(9)	(106)	(114)
Situation au 31 décembre 2023	**2 084**	**27 942**	**(22 461)**	**7 710**	**209**	**5 636**	**21 120**
Affectation du résultat 2023	-	-	7 710	(7 710)	-	-	-
Résultat 2024	-	-	-	9 865	-	-	9 865
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Acomptes sur dividendes 2024	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations	-	1	-	-	56	(134)	(77)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 084**	**27 943**	**(14 751)**	**9 865**	**265**	**5 502**	**30 908**

(1) Voir notes 22.1 et 22.3. des comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2023.

(2) Voir notes 22.1 et 16.6. des comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2023.

22.1 Capital social

Au 31 décembre 2024, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros, composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

22.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale mixte des actionnaires réunie le 11 juin 2024 a décidé de ne pas verser de dividendes en 2024 au titre de l'exercice 2023.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2024.

Note 23 Autres fonds propres

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts-Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et la prime liés à l'émission des titres subordonnés sont comptabilisés à l'actif du bilan en charges à répartir et sont amortis le cas échéant au *prorata temporis* sur la durée de la tranche à laquelle ils se rapportent.

La charge d'intérêt annuelle relative à ces instruments est enregistrée en charge financière dans le compte de résultat.

Un reclassement des titres subordonnés à durée indéterminée est effectué des « autres fonds propres » en « dettes financières », lorsqu'une intention d'exercer une option de remboursement à court terme est annoncée.

Au 31 décembre 2024, les autres fonds propres présentent un solde de 10 188 millions d'euros composé :

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 valorisés pour un montant de 758 millions d'euros. Cette valorisation est la contre-valeur euro de la valeur nominale résiduelle restante soit 628,7 millions de livres sterling à la suite d'un rachat partiel de 621,3 millions de livres sterling intervenu en septembre 2024 concernant une souche initiale de 1 250 millions de livres sterling émise en janvier 2013 (voir note 2.2.8). Par ailleurs le 10 septembre 2024, EDF a annoncé vouloir exercer son option de rachat des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant en nominal de 1 250 millions d'euros émis en janvier 2013. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2024 un montant de 1 250 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement au 29 janvier 2025 (voir notes 2.2.4 et 32 renvoi (4)) ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2014 valorisés pour un montant de 1 402 millions d'euros. Cette valorisation intègre la réalisation d'un rachat partiel de 498,7 millions d'euros intervenu en septembre 2024 concernant une souche initiale de 1 000 millions d'euros émise en janvier 2014 (voir note 2.2.8) ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en décembre 2019 valorisés pour un montant de 498 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour un montant de 2 091 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2021 valorisés pour un montant de 1 245 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2022 valorisés pour un montant de 1 000 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2023 valorisés pour un montant de 1 444 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2024 valorisés pour un montant de 1 750 millions d'euros (1 753 millions euros (voir note 2.2.7) déduction faite d'une prime d'émission de (3) millions d'euros).

Par ailleurs, EDF a exercé son option de rachat au 5 juillet 2024 des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant en nominal de 1 250 millions d'euros émis en octobre 2018 (voir 2.2.4).

Ce solde intègre les effets liés aux variations de change, les primes de remboursement et leurs amortissements.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée s'élève à 493 millions d'euros au 31 décembre 2024 (602 millions d'euros au 31 décembre 2023). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture ».

Titres subordonnés à durée indéterminée (en millions de devises) à la clôture :

Date d'émission *	Montant du nominal net des rachats	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	629	GBP	13 ans	6,00 %
01/2014	501	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
12/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %
06/2023	1 500	USD	10 ans	9,13 %
09/2024	500	EUR	5 ans	5,13 %
09/2024	650	EUR	8 ans	5,63 %
09/2024	500	GBP	11 ans	7,38 %

* *Date de réception des fonds.*

Note 24 Passifs spécifiques des concessions

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Ces passifs concernent les concessions de distribution publique d'électricité de SEI et les concessions d'énergie hydraulique.

PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler).

Ces passifs non financiers recouvrent :

- les amortissements constitués sur la partie des biens réputés financés par le concédant,
- la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment lors du remplacement effectif du bien en droits du concédant sur les biens existants, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant.

PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS D'ÉNERGIE HYDRAULIQUE

Ces passifs comprennent :

- la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- les écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er janvier 1977 ;
- l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

À la suite des modifications apportées au traitement comptable des concessions d'énergie hydraulique au 1er janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 a été transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

Les passifs spécifiques des concessions se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Contre-valeur des biens	161	138
Écarts de réévaluation	688	710
Amortissement de caducité	554	491
Concessions d'énergie hydraulique	**1 403**	**1 339**
Contre-valeur des biens	2 294	2 218
Financement du concessionnaire non amorti	(1 515)	(1 439)
Amortissement du financement du concédant	404	391
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	6	6
Concessions de distribution publique *	**1 189**	**1 176**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 592**	**2 515**

* *Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).*

Note 25 Provisions pour risques

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la certitude raisonnable de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les autres provisions concernent notamment :

- les pertes sur contrats onéreux ; elles concernent principalement les activités gazières GNL (contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.
- les pertes latentes de change ;
- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution publique d'électricité ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux (voir notes 6 et 17).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

Les variations des provisions pour risques se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation [2]	Financières	Suite à utilisation [2]	Sans objet [2]	Financières	31/12/2024
Provisions pour pertes de change [1]	419	-	104	-	-	(110)	413
Provisions pour contrats déficitaires	470	-	23	(27)	-	-	466
Autres provisions pour risques	342	88	-	(75)	(29)	-	326
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**1 231**	**88**	**127**	**(102)**	**(29)**	**(110)**	**1 205**

(1) Les provisions pour pertes de change d'un montant de 413 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 21) concernent principalement les emprunts obligataires après couvertures pour 294 millions d'euros. La variation des provisions pour pertes de change d'un montant de 6 millions d'euros est comptabilisée en résultat financier (voir note 11 renvoi (8)).

(2) Voir note 5.

Note 26 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses de l'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion des combustibles usés, pour reprise et conditionnement des déchets (le cas échéant) et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à la France ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à la France et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits ci-dessus :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 26.6).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'estimations, de jugements et d'incertitudes qui sont décrits en note 1.2.2.

Fin 2024, le niveau d'incertitudes augmente du fait de circonstances ponctuelles présentées ci-après et appelées à évoluer à court et moyen terme, notamment (i) les études d'APS en 2025 et 2026 des nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC) du programme aval du futur (voir note 26.1), et (ii) les évolutions règlementaires récentes sur le traitement des peintures amiantées et l'analyse de leur impact éventuel (au travers d'un plan d'actions démarré en 2025 tenant compte de la complexité des prélèvements du fait de l'ampleur des surfaces considérées et de leur diversité) sur le devis de démantèlement des installations en exploitation (voir note 26.3).

Par ailleurs, la publication par l'État du nouvel arrêté de chiffrage du projet Cigéo est attendue à l'horizon de septembre 2025 (voir note 26.2.).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation [1]	Financières [2]	Suite à utilisation	Sans objet	Autres mouvements [1] [2]	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	13 876	4 058	573	(1 113)	-	55	17 449
dont non liées au cycle d'exploitation	*1 760*	*2 678*	*76*	*(36)*	-	*18*	*4 496*
*dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006**	*1 219*	-	*61*	*(42)*	-	-	*1 238*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	869	301	(348)	-	129	14 156
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**27 081**	**4 927**	**874**	**(1 461)**	**-**	**184**	**31 605**
dont aval du cycle nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	25 862	4 927	813	(1 419)	-	184	30 367
dont aval du cycle nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 219	-	61	(42)	-	-	1 238
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 419	399	753	(274)	-	(76)	19 221
Provisions pour derniers cœurs	2 720	-	126	-	-	149	2 995
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**21 139**	**399**	**879**	**(274)**	**-**	**73**	**22 216**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**48 220**	**5 326**	**1 753**	**(1 735)**	**-**	**257**	**53 821**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	47 001	5 326	1 692	(1 693)	-	257	52 583
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 219	-	61	(42)	-	-	1 238

* *Champ d'application de la Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).*

(1) L'évolution des provisions liées à la production nucléaire s'explique notamment par :

- *une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés pour 3 301 millions d'euros (voir note 26.1.) dont 3 291 millions d'euros en « dotations d'exploitation » pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 5 renvoi (1)), et 10 millions d'euros en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;*
- *une hausse de 428 millions d'euros traduisant la première divergence de la centrale de Flamanville 3 dont 235 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, 22 millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs, 73 millions d'euros sur les provisions pour gestion des combustibles usés, et 98 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Ces éléments sont présentés principalement en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;*
- *une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL pour 823 millions d'euros (voir note 26.2.) dont 775 millions d'euros en « dotations d'exploitation » pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 5 renvoi (2)), et 48 millions d'euros en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs.*

(2) Il est par ailleurs à noter une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base (voir note 26.5) diminuant les provisions de (964) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « Charges d'actualisation » pour un montant de (514) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 11 renvoi (5)) et en « Autres mouvements » pour un montant de (450) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

L'effet d'actualisation comprend par ailleurs la charge de désactualisation pour 2 267 millions d'euros comptabilisée en compte de résultat (voir note 11 renvoi (5)).

Concernant les installations de tiers :

- EDF, Orano Recyclage et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

26.1 Provisions pour gestion des combustibles usés

Traitement des combustibles usés

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités nominales à traiter par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (soit 24 réacteurs autorisés actuellement au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion des combustibles usés (GCU) (17 449 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion des combustibles usés concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le précédent contrat d'application venant à échéance fin 2023, les négociations entre EDF et Orano Recyclage ont convergé en septembre 2023 avec la signature d'un accord sur les principes du contrat d'application couvrant la période 2024-2026. Cela s'est traduit par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion des combustibles usés au 31 décembre 2023 (voir note 5 renvoi (1)). Cet accord intègre l'évolution des conditions économiques sous-jacentes au contrat et les besoins exprimés par Orano Recyclage en termes de coûts d'exploitation nécessaires à une meilleure performance de ses usines.

Le contrat d'application pour la période 2024-2026, reprenant les éléments de l'accord de septembre 2023 sur les principes mentionnés ci-dessus, a été signé le 1er octobre 2024. En conséquence, la signature de ce contrat n'a pas d'impact significatif en 2024 sur les provisions pour gestion des combustibles usés.

Entreposage des combustibles usés

Par ailleurs, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle, avec à fin 2023 :

- d'une part, un sujet relatif au risque de saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030 compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF. Dans cette perspective, il était pris en considération la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service d'un premier bassin était prévue pour 2034, afin d'augmenter le volume d'entreposage à long terme des futurs combustibles usés et ainsi éviter la saturation. Ce premier bassin, avec une fonction d'extension des piscines des réacteurs nucléaires permettant d'assurer la continuité d'exploitation du parc, était ainsi considéré comme une immobilisation corporelle. Dans l'attente de ce bassin, des solutions transitoires, projets parades de densification des piscines existantes du site Orano de La Hague et solution complémentaire d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE), faisaient l'objet d'études dont les coûts associés étaient couverts par les provisions ;
- et d'autre part, le besoin d'entreposage de long terme du combustible usé engagé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usés), et le combustible de Creys-Malville dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Ce besoin était couvert par des provisions basées sur un scénario de construction d'un deuxième bassin au titre de la piscine d'entreposage centralisé dont la mise en service était prévue en 2047.

Concernant ce sujet de gestion des combustibles usés, le premier semestre 2024 a été marqué par :

- le Conseil de Politique Nucléaire (CPN) du 26 février 2024 qui a permis de confirmer les grandes orientations de la politique française sur l'aval du cycle combinant le retraitement, la réutilisation des combustibles usagés et la fermeture du cycle, *via* la prolongation, la résilience des installations actuelles et le renouvellement des usines du cycle à La Hague ;
- l'audition conjointe Orano et EDF du 11 avril 2024 par le collège de l'ASN qui a permis, dans le contexte du CPN mentionné ci-dessus, de présenter de façon convergée un état des lieux à date des capacités d'entreposage sur le site de La Hague ainsi que les projections de quantités de combustibles usés à entreposer. Suite à cette audition, l'ASN, dans sa note d'information du 17 avril 2024, a pris note d'un report du risque de saturation dans les piscines de La Hague, tout en réaffirmant le besoin de mise en place de parades pour restituer des marges de sécurité. Par ailleurs, l'ASN a appelé les exploitants à mettre en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage de long terme dans les délais les plus courts possibles avec des objectifs de sûreté de haut niveau.

Ainsi, le scénario industriel présenté par EDF devant le collège des commissaires de l'ASN le 11 avril 2024 intégrait la détente annoncée du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (avec mise en œuvre des parades) conjuguée à la perspective de renouvellement des usines de La Hague, avec notamment le recours à un bassin unique (au lieu de deux bassins précédemment prévus, comme mentionné ci-dessus) sous maîtrise d'ouvrage EDF, conformément aux dispositions de l'arrêté du 9 décembre 2022 pris en application du décret n° 2022-1547 du 9 décembre 2022, et ayant pour fonction l'entreposage longue durée du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville. Les estimations retenues pour valoriser ce scénario reposaient sur ces hypothèses structurantes.

Au 30 juin 2024, ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du premier bassin pour un montant de 142 millions d'euros et à la mise à jour des provisions pour gestion des combustibles usés à fin juin 2024, en tenant compte des dernières estimations, de la façon suivante :

- concernant la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (entre 2030 et 2040), la confirmation de la mise en œuvre du projet parade de densification de ces piscines, avec la finalisation des études de développement conduisant à une augmentation des provisions de 311 millions d'euros au 30 juin 2024. La solution complémentaire d'entreposage à sec reste également envisagée à ce stade ;
- concernant le besoin d'entreposage de long terme du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville, la prise en compte du nouveau dimensionnement de la capacité d'un bassin unique et d'une mise en service au plus tôt. L'estimation s'appuie sur une revue des coûts du projet proposé par EDF au niveau avant-projet sommaire (APS) finalisée sur le premier trimestre 2024 et intégrant les derniers requis en termes de sûreté et de sécurité. Ces éléments ont conduit à une augmentation de cette provision, non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006 et donnant donc lieu à constitution d'actifs dédiés, pour un montant de 2 657 millions d'euros au 30 juin 2024 ;

- concernant le combustible usé engagé à date à l'uranium issu du traitement (URE), il est dorénavant considéré dans le scénario industriel qu'il sera traité (en dilution de l'UNE usé) dans les usines existantes de La Hague (en lieu et place d'un entreposage de long terme suivi d'un stockage direct). Les provisions pour gestion des combustibles usés au titre du traitement ont augmenté de 333 millions d'euros, et les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs ont diminué de 120 millions d'euros.

A l'automne 2024, EDF et Orano ont proposé à l'instruction de la DGEC et de l'ASN un schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur ADF). Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, ce schéma prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (ADEC), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement.

Au 31 décembre 2024, cette proposition est toujours en cours d'instruction par les autorités compétentes. En cas de validation, le projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage Orano se substituera au projet PEC sous maîtrise d'ouvrage EDF.

Dans ce contexte, Orano a récemment démarré les travaux d'études APS sur le programme ADF, qui intègre le projet de nouvelles capacités d'entreposage, qui devraient être menés jusqu'à fin 2026. Les modalités de financement de ce programme ne sont pas arrêtées à date.

Compte tenu de ces éléments structurants restant à préciser, la meilleure estimation à date du montant à provisionner au titre de l'obligation d'entreposage des combustibles usés reste basée sur les hypothèses sous-jacentes mises à jour sur le premier semestre 2024.

Au total, les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés s'élèvent à 504 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 4 496 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX usés et du combustible de Creys-Malville (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Recyclage de l'Uranium de retraitement

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement, suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018. Les premiers assemblages fabriqués à l'usine Framatome de Romans sur Isère ont été chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée, tranche qui a redémarré le 4 février 2024. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'Autorité de Sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion des combustibles usés (soit 485 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

Audit commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et devrait se conclure sur le premier trimestre 2025. À ce stade d'avancement, il n'est pas anticipé d'impacts significatifs sur les provisions pour gestion des combustibles usés au titre de cet audit.

26.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct, le cas échéant après entreposage longue durée, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2024	31/12/2023
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES – Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA – Soulaines (ANDRA)	3 310	3 176
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	371	369
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement – Entreposage ICEDA	10 475	9 660
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**14 156**	**13 205**

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003 et géré par l'ANDRA ;
- les déchets de FMA (gants, filtres, résines, matériaux,...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992 et géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Codolet, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus ou incinérés, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les générateurs de vapeur.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes règlementaires (décrets du Ministère de la Transition Écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal Officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement du Technocentre, une installation de découpe et de fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement d'installations nucléaires. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5e Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR), la feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre a été envoyée à la DGEC début 2023. La saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet a été réalisée mi-janvier 2024. Le Débat Public, débuté en octobre 2024, se terminera en février 2025.

Évolutions 2023

En 2023, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions. Il est à noter qu'il a été notamment pris en compte les effets de la loi de finances 2024 qui prévoit l'introduction d'une taxe générale sur les activités polluantes pour favoriser le recyclage des déchets métalliques TFA et une baisse de la taxe INB sur les centres de stockage à compter de leur arrêt définitif, ce qui viendra modifier les coûts de stockage facturés par l'ANDRA.

Évolutions 2024

En 2024, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, notamment concernant les hypothèses de coûts de stockage des déchets TFA (sur la base du nouveau contrat en cours avec l'ANDRA), amenant à une augmentation des provisions de 56 millions d'euros.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en *sub-surface*.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Conformément à l'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi qu'au 5e PNGMDR [1], l'ANDRA a transmis en mars 2024 un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines et amenant à considérer d'autres options que le site de Vendeuvre-Soulaines pour stocker les déchets graphite. Ce dossier est en cours d'instruction par l'ASN.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets permettent d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA) sans attendre la mise en service d'un centre de stockage spécifique.

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2045, est donc un stockage au CSA. Pour ce graphite, la construction d'un entreposage temporaire sur Chinon associé à un stockage dans un centre spécifique FAVL a été pris en compte en risque.

Concernant les autres réacteurs, les provisions couvrent un stockage direct du graphite dans un stockage.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et, dans une moindre mesure, des déchets issus de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde. C'est l'objet du projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique).

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

À ce titre, l'ANDRA doit remettre en avril 2025 à la DGEC, à l'ASN et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier sera suivi d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo à l'horizon de septembre 2025.

À ce stade, les travaux sur ce dossier de chiffrage sont en cours et plusieurs points sont encore ouverts à discussion. L'estimation des effets cumulés des différents travaux et de leurs interactions nécessite de prendre en compte la vision globale telle qu'elle sera finalisée en 2025.

Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation génère une augmentation de la provision de 823 millions d'euros indépendamment du reste des travaux de chiffrage en cours.

(1) Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs. Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal Officiel du 10 décembre 2022.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 9 508 millions d'euros sont assises sur le coût du stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes, et de la caractérisation des déchets et comprennent, par ailleurs, l'entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, l'évacuation vers le stockage et le stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes.

Depuis 2016, les principaux jalons concernant le projet Cigéo ont été les suivants :

Le 11 janvier 2018, l'ASN a estimé que le projet avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'option de sûreté (DOS). Une revue de conception détaillée a été organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants. Il a rendu, fin 2020, un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA.

L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021. Elle a abouti à un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Les conclusions de la commission notaient que cette enquête publique avait « amené de nombreuses contributions du public, la plupart fort argumentées, la majorité en faveur du projet », et que Cigéo était « opportun, pertinent et robuste ».

En amont de l'enquête, la contre-expertise de l'évaluation socio-économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) avait donné lieu à un avis favorable « tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport ». Elle avait souligné que « le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires ».

L'Autorité environnementale, de son côté, avait souligné, dans son avis du 13 janvier 2021, le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Elle avait aussi émis une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique.

Le décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique Cigéo et a porté la mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays Barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute-Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse). Par ailleurs, le décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet Cigéo parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R. 102-3 du Code de l'urbanisme.

La remise du dossier de demande d'autorisation de création (DAC) a été effectuée le 17 janvier 2023.

À la suite de ce dépôt, le 22 juin 2023, l'ASN a considéré que le dossier de demande d'autorisation de création de Cigéo était recevable. La demande d'autorisation de création a également fait l'objet d'un avis de l'autorité environnementale en date du 27 juin 2024. Cette étape a permis de lancer le travail d'instruction technique du dossier, cadencée par trois réunions du Groupe Permanent (GP) : le GP1 (Groupe Permanent 1) s'est tenu en avril 2024, le GP2 s'est tenu en décembre 2024 et le GP3 est prévu mi-2025, pour un avis de l'ASN prévu en novembre 2025.

L'autorisation de création est visée pour fin 2027.

À date, le planning de référence de l'ANDRA prévoit d'abord une phase industrielle pilote et prend en compte une livraison des premiers déchets entre 2035 et 2040.

Concernant le cas particulier du traitement des déchets bitumineux, L'ASN a demandé dans le cadre de l'instruction du DOS que, pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, la DGEC a mandaté un groupe d'experts pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes. Il a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation). Toutefois, il souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est en cours sur ce sujet.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). À fin 2024, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 968 millions d'euros.

ICEDA, implanté sur le site du Bugey, est l'installation dédiée au conditionnement et à l'entreposage des déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion des combustibles) et de la déconstruction des centrales. L'installation a été mise en service en 2020 et a conditionné ses premiers déchets en 2021.

Depuis 2021, ICEDA a conditionné l'ensemble des déchets activés de démantèlement de Chooz A et les premiers déchets d'exploitation de Fessenheim.

En 2024, l'ASN a autorisé la modification des caractéristiques réglementaires des déchets autorisés à entrer dans l'installation pour y être conditionnés. Cette modification permet à ICEDA d'être autorisée à conditionner 100 % des déchets pour lesquels l'installation a été conçue. L'autorisation de conditionnement prenant en compte ces nouvelles limites est attendue pour début 2025.

Enfin, à la suite de l'arrêt définitif des deux tranches de la centrale de Fessenheim, EDF a déposé une demande de modification du Décret d'Autorisation de Création d'ICEDA afin de permettre à ICEDA de conditionner les déchets de démantèlement de Fessenheim. Le décret modifié est attendu en 2025.

26.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L. 593-20 à L. 593-25 et réglementaires des articles R. 593-65 à R. 593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée : depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix, la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT) et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint-Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation [1]	Financières	Suite à utilisation [1]	Sans objet	Autres mouvements [2]	31/12/2024
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	-	594	(10)	-	(76)	13 510
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	399	159	(264)	-	-	5 711
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**18 419**	**399**	**753**	**(274)**	**-**	**(76)**	**19 221**

(1) Les dotations d'exploitation correspondent pour l'essentiel aux conséquences de la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées (principalement au titre des sujets de traitement des matières dangereuses et de l'obsolescence, tels que précisés ci-dessous) concernant en conséquence des provisions non adossées à des actifs. Les reprises correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2024.

(2) Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2024 pour les provisions adossées à des actifs (voir note 26.5) pour (298) millions d'euros, ainsi que la comptabilisation de la provision pour déconstruction relative à Flamanville 3 pour 235 millions d'euros à la suite de la divergence du réacteur en septembre 2024.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation (concernant Flamanville 3, voir paragraphe « évolutions 2024 »).

Historique des évaluations des provisions et audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration avait également formulé à EDF un certain nombre de recommandations à la suite de cet audit.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc. En 2021, le coût de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effets sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec deux, quatre et dans un cas, six réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 9 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis parc REP en exploitation qui n'en prendrait pas en compte. Ces effets varient selon les paliers, les effets étant d'autant plus importants que le nombre de tranches d'un palier (effet de série) et celui de tranches par site (effet de mutualisation), est élevé, ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (effets de série et de mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur le planning, sur les effets de série, de mutualisation, sur les coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Depuis fin 2023, les conséquences financières de ces risques sont basées sur une valorisation d'un registre des risques identifiés en intégrant l'impact planning (sur base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) en lieu et place d'une évaluation *via* une majoration forfaitaire, pratiquée auparavant.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 19,4 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation (34,1 % pour le devis de la référence Fessenheim).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une inter-comparaison internationale en prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Évolutions 2023

En 2023, le devis à fait l'objet d'une revue annuelle, en prenant en compte des évolutions méthodologiques ainsi que des éléments de retour d'expérience de Fessenheim dont principalement :

- des évolutions méthodologiques (appliquées également aux provisions pour déconstruction des centrales arrêtées et gestion à long terme des déchets radioactifs) sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, une première prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement ainsi que la finalisation de la mise en œuvre de la méthodologie d'estimation analytique des incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction des centrales arrêtées ;
- la prise en compte d'une hypothèse de début de démantèlement par paires de tranches (contre auparavant une hypothèse de début indépendante pour chaque tranche) pour le palier 900 MW, suite au retour d'expérience de la préparation au démantèlement de Fessenheim ;
- une mise à jour des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) en prenant notamment en compte en référence la dernière vision des coûts sur le site de Fessenheim ;
- la prise en compte d'un registre de risques identifiés sur le parc REP (contre une évaluation forfaitaire des risques auparavant), en appliquant les méthodes de valorisation utilisées pour les autres centrales en démantèlement (sur la base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) ;
- une mise à jour des coefficients d'extrapolation (transposition et mutualisation) sur les coûts d'achats d'exploitation, basés sur les données historiques du parc en exploitation.

Pris dans leur ensemble, les éléments ci-dessus de cette révision annuelle ont eu un impact non significatif sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation.

Évolutions 2024

Le devis de déconstruction des 56 tranches nucléaires en exploitation a fait l'objet d'une révision annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros$_{2024}$) s'élève à environ 0,67 milliard d'euros pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,42 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

Par ailleurs, concernant Flamanville 3, après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur réalisé en mai 2024, EDF a procédé à la première divergence du réacteur (après accord de l'ASN) le 3 septembre 2024, c'est-à-dire au démarrage du processus de réaction en chaîne. Cette première divergence implique la comptabilisation des provisions relatives à Flamanville 3, pour un montant de 235 millions d'euros au titre de la déconstruction. L'évaluation est basée sur une transposition du coût de référence de la tête de série 900 MW, adaptée à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans).

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, à Saint-Laurent et à Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2^{e} génération).

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plateforme de téléopération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

De 2016 à 2022

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire), de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernaient la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernaient la provision gestion à long terme des déchets radioactifs (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020, n'ont pas remis en cause les principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

Par ailleurs, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du Ministère de la Transition Écologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de son inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique des risques et d'incertitudes planning (appliquée à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Évolutions 2023

En 2023, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a pris en compte notamment des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, la prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage) ainsi que la généralisation de l'application de la méthodologie d'estimation analytique de risques et d'incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction en cours. L'ensemble de ces derniers éléments ont amené à une augmentation des provisions de 182 millions d'euros.

Il convient de noter par ailleurs une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 41 millions d'euros, au titre des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) à la suite de la mise à jour de l'estimation de ces coûts.

Évolutions 2024

En 2024, dans le cadre des travaux méthodologiques, ont été approfondis les deux sujets transverses suivants :

- le traitement des matières dangereuses (amiante, plomb…) avec le lancement d'un plan d'actions pluriannuel visant à consolider les inventaires amiante et plomb sur les sites, à renforcer la maîtrise du risque matières dangereuses et à évaluer les surcoûts de la gestion de ces matières dangereuses et les potentiels impacts planning. Cela a conduit à une augmentation des provisions de 229 millions d'euros (dont 70 millions d'euros pour la prise en compte des conséquences sur Fessenheim des évolutions règlementaires récentes relatives aux peintures amiantées) ;

  À noter qu'au titre des peintures amiantées, concernant les centrales en exploitation, les quelques repérages positifs récents ne permettent pas d'établir si l'amiante est localisée et circonscrite à un matériel particulier, auquel cas elle pourra faire l'objet d'un traitement *ad hoc* sans surcoût significatif, ou si elle est présente avec le même caractère diffus que dans les peintures des matériels de certains bâtiments de Fessenheim. Davantage de diagnostics sont nécessaires pour caractériser ces installations. À ce titre, un plan d'actions est prévu à partir de 2025 pour collecter les informations disponibles dans le système d'information, et établir un programme de caractérisation, en priorité sur les gros composants peints dimensionnants pour le démantèlement, ensuite élargi à d'autres équipements électromécaniques. Ce programme de caractérisation prendra en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostiqueurs.
- le traitement de l'obsolescence avec une étude détaillée à la suite des travaux menés en 2023 sur les systèmes les plus à risques. Cette étude a été conduite à partir d'une analyse des systèmes de Saint-Laurent A extrapolée à l'ensemble des sites arrêtés, et a conduit à une augmentation des provisions de 108 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée REP – Chooz A	334	294
Réacteur à eau pressurisée – Fessenheim*	1 161	971
Réacteur Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 348	3 258
Réacteur à eau lourde – Brennilis	444	381
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	690	604

** Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.*

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme le bâtiment pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base Chaude Opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 1,1 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens téléopérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7,6 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,3 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Après des difficultés rencontrées sur le chantier jusqu'en 2022 (impact de la crise sanitaire, indisponibilités du pont de manutention), celui-ci a progressé significativement en 2023 et 2024 avec la vidange de la piscine après découpe des structures internes de la cuve, la découpe des tubulures des tuyauteries primaires, préalable à la levée de la cuve, et la rénovation du pont de manutention de la caverne réacteur. La fin du chantier de démantèlement de la cuve est calée en 2027.

  Par ailleurs, un accord de collaboration a été signé avec le CNRS le 7 septembre 2022 pour la réutilisation des cavernes à des fins de recherche fondamentale sur les neutrinos ;
- Fessenheim : les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique.

  À fin 2024, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel. Avec notamment :

  > la totalité du combustible usé qui a été évacuée du site vers La Hague ;

  > une opération de décontamination des circuits primaires de grande ampleur (Full System Décontamination : FSD) qui a été réalisée avec succès sur les 2 réacteurs et s'est terminée en juin 2023 ;

  > le traitement des parties supérieures des générateurs de vapeur (GV) usés (GV issus de leur remplacement réalisé lors de l'exploitation des unités 1 & 2) qui a été réalisé en Suède, et l'accord multilatéral des autorités de sûreté des pays traversés par le transport des parties inférieures de ces GV usés vers la Suède (France, Belgique, Allemagne, Pays-Bas et Suède) qui est en cours d'obtention.

> les travaux de démantèlement électromécanique de la salle des machines, en vue de sa reconfiguration en installation de découplage et de transit des déchets radioactifs.

Concernant le décret prescrivant les opérations de démantèlement, dont l'obtention marquera le début de la phase de démantèlement, d'importantes étapes ont été franchies, notamment : le dépôt du dossier de demande de démantèlement de la centrale en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'ASN, la tenue du GP (Groupe Permanent) le 22 juin 2023, l'enquête publique (du 25 mars au 30 avril 2024) suite à laquelle la commission d'enquête et la préfecture ont rendu un avis favorable.

Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue mi-2025 et sa prise d'effet début 2026 après accord de l'ASN sur les règles générales d'exploitation (RGE) applicables en démantèlement ;

- Réacteurs Uranium Naturel Graphite Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. À la suite de la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. Une mise à jour de l'ensemble de ces dossiers a été envoyée par EDF en février 2024 en réponse aux demandes émises par la MSNR (Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection) dans le cadre de l'analyse de recevabilité. L'enclenchement de l'instruction de ces dossiers par l'ASN et l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire) a eu lieu le 25 novembre 2024 en vue d'un Groupe Permanent prévu en mars 2026.

  L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 – est prévue en 2034, les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2044 sur une période de 14 ans. En parallèle, les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2040). Cet état de configuration sécurisée vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;
- Superphénix : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible vers le bâtiment se trouvant sur site (APEC), démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve. Après l'extraction des bouchons assurant le confinement de la cuve du réacteur, la mise en place de la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) et la mise en service de l'atelier robotisé, les découpes des internes de cuve ont démarré en 2024. Fin 2024, le faux sommier (première partie des internes de cuve) a été extrait de la cuve, découpé et conditionné en colis de déchets. La seconde partie, le sommier (dernière pièce massive à retirer de l'intérieur de la cuve) sera extrait pour être découpé à son tour au premier trimestre 2025. En parallèle, les travaux à l'intérieur du bâtiment réacteur se sont poursuivis avec notamment en 2024 la fin du démantèlement du bouchon couvercle cœur et le début des travaux de démantèlement du puit de cuve et de la cuve de sécurité.

  La fin du démantèlement du réacteur Superphénix est planifiée à horizon 2034.
- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Le 26 septembre 2023, la centrale de Brennilis a obtenu son décret de « démantèlement complet », dont l'entrée en vigueur a été marquée notamment en juin 2024 par l'approbation des nouvelles règles générales d'exploitation par l'ASN et en novembre 2024 par l'obtention de la dernière autorisation ASN relatives aux nouvelles modalités de rejets et de prélèvements d'eau, ce qui permet d'engager le démantèlement du bloc réacteur, la démolition de l'enceinte et la réhabilitation du site attendue en 2041.

26.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible et d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion des combustibles usés et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement d'une tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision.

En 2023, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 103 millions d'euros afin de tenir compte de la mise à jour des coûts des opérations de traitement du combustible usé.

En 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant de 22 millions d'euros relatifs au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

26.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

26.5.1 Calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) – avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans – à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (*European Insurance and Occupational Pensions Authority* – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,22 % pour 2024. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui, dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2024 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,3 % ; 3,6 %] ([2,2 % ; 3 %] à fin 2023) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,4 % ; 3,6 %] ([3 % ; 3,2 %] à fin 2023) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,22 % (3,35 % à fin 2023) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond règlementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de références à des *spreads* d'obligations d'entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations « *Investment Grade* » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Sur la base de ce calcul et en tenant compte de la forte volatilité des taux des OAT à fin 2024, dont il est attendu une baisse, ainsi que de celle des taux, courant 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2024 (4,5 % au 31 décembre 2023), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (2,0 % au 31 décembre 2023), soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2024 (2,5 % au 31 décembre 2023).

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

26.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond règlementaire. Selon l'article D. 594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir de la référence UFR, s'établit à 2,72 % au 31 décembre 2024 (2,85 % au 31 décembre 2023).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2024 en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,6 %.

26.5.3 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2024		31/12/2023	
Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006 *(en millions d'euros)*	**Aux conditions économiques de fin d'année**	**Valeur actualisée**	**Aux conditions économiques de fin d'année**	**Valeur actualisée**
Gestion des combustibles usés	24 849	16 211	18 998	12 657
Dont non liée au cycle d'exploitation	*7 794*	*4 496*	*3 658*	*1 760*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	40 405	14 156	38 467	13 205
Aval du cycle nucléaire	**65 254**	**30 367**	**57 465**	**25 862**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 154	13 510	23 335	13 002
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 313	5 711	8 832	5 417
Derniers cœurs	5 167	2 995	4 668	2 720
Déconstruction et derniers cœurs	**39 634**	**22 216**	**36 835**	**21 139**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		**52 583**		**47 001**

* *Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers.*

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006 *(en millions d'euros)*	2024 Montant des charges aux conditions économiques de fin de période — dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est prévu au-delà de 10 ans *	Total
Gestion des combustibles usés	12 589	12 260	24 849
Dont non liée au cycle d'exploitation	*2 977*	*4 817*	*7 794*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 548	33 857	40 405
Aval du cycle nucléaire	**19 137**	**46 117**	**65 254**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	623	24 531	25 154
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 854	5 459	9 313
Derniers cœurs	1 146	4 021	5 167
Déconstruction et derniers cœurs	**5 623**	**34 011**	**39 634**

* *Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans, les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 24 % et à 45 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 37 % et à 93 % pour la déconstruction.*

En complément, le tableau ci-dessous fournit l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée 31/12/2024	Sensibilité au taux d'actualisation — Sur la provision au bilan + 0,20 %	Sur la provision au bilan - 0,20 %	Sur le résultat avant impôt + 0,20 %	Sur le résultat avant impôt - 0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
• gestion des combustibles usés	17 449	(314)	332	269	(285)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	(712)	795	543	(613)
Déconstruction et derniers cœurs					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	(588)	621		
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	(164)	175	164	(175)
• derniers cœurs	2 995	(97)	103		
TOTAL	**53 821**	**(1 875)**	**2 026**	**976**	**(1 073)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	38 507	(1 636)	1 777	833	(924)

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 10 points de base est de (956)/993 millions d'euros dont 499/(523) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

26.6 Actifs dédiés

26.6.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution des actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D. 594-1 et suivants du Code de l'environnement, modifiés par le décret du 22 novembre 2023 et complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020.

Depuis le décret du 1er juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret fixe le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans.

26.6.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenus par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobiliers, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest ».

L'allocation stratégique validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 29 juin 2018, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 29 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 41 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles seront atteintes progressivement.

EDF Invest gère des actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, une partie des actifs de croissance et des actifs de taux au sein des actifs dédiés.

Au total, au 31 décembre 2024, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 10 839 millions d'euros, dont 9 485 millions d'euros d'actifs de rendement.

26.6.3 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France.

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 26.6.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

26.6.4 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée *via* des fonds d'investissement.

Les actifs de rendement incluent notamment les participations d'EDF dans CTE, Teréga, Fjord1, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Orange Concessions, Optimus Tower, Norlys Fiber, Databank, Nam Theun Power Company, ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États-Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis, Nordic Logistics, Parcolog Invest, Encore+Bergère).

26.6.5 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille ou valeurs mobilières de placement.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2024 est la suivante :

		31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	Notes	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement		**7 585**	**9 485**	**6 956**	**8 657**
Titres de participation (dont CTE) [1]	16.2	7 100	8 993	6 510	8 199
Fonds non cotés (EDF Invest) [2]	16.5	496	503	443	455
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 31	(11)	(11)	3	3
Actifs de croissance		**10 482**	**16 633**	**10 319**	**14 036**
Actions – Parts d'OPC	16.5	9 783	15 995	9 730	13 392
Fonds actions non cotées (EDF Invest) [2]	16.5	698	699	588	589
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 31	1	(61)	1	55
Actifs de taux		**13 908**	**14 202**	**13 972**	**14 192**
Obligations	16.5	12 878	13 172	12 277	12 488
Fonds de dette non cotés (EDF Invest) [2]	16.5	255	260	226	236
Portefeuille de Trésorerie	16.5	364	365	1 095	1 104
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest) [2]	16.5	395	395	358	363
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 31	16	10	16	1
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS [3]		**31 975**	**40 320**	**31 247**	**36 885**

(1) Dont participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. La valeur de réalisation de CTE est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) L'ensemble des fonds EDF Invest doit être examiné globalement, leur valeur nette comptable s'élevant à 1 844 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 257 millions d'euros au 31 décembre 2023) pour une valeur de réalisation de 1 857 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 280 millions d'euros au 31 décembre 2023). Au 31 décembre 2024, les fonds de dette senior non cotée sont désormais détenus par EDF Invest.

(3) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2024 ainsi qu'au 31 décembre 2023.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

26.6.6 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 104,7 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2024.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Provisions pour gestion des combustibles usés – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 496	1 760
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	13 205
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	18 419
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	634	605
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**38 507**	**33 989**

26.6.7 Évolution des actifs dédiés sur l'exercice 2024

L'année 2024 a été marquée pour la deuxième année consécutive par une forte performance des marchés actions, notamment américains. La croissance économique aux États-Unis a surpris par sa vigueur tout au long de l'année et l'environnement économique est resté particulièrement bien orienté, toujours porté par les services en général et les investissements dans l'intelligence artificielle. Le résultat des élections présidentielles américaines a eu des effets positifs sur les marchés en fin d'année 2024 (attentes de baisse des impôts, déréglementation), malgré les effets potentiellement défavorables sur l'inflation, et la faible visibilité que cela entraîne sur l'évolution de la politique monétaire de la Fed. À l'inverse, la croissance économique est restée atone en Europe.

La divergence économique États-Unis/Europe s'est particulièrement reflétée dans la performance en 2024, avec une nette surperformance des actions américaines. Il en résulte une concentration accrue des indices sur les actions américaines, sur le secteur de la technologie et sur certains noms spécifiques (Magnificent Seven).

Le portefeuille actions cotées a progressé de 21,67 % en 2024. Dans le détail, la performance nette en euro s'est élevée à 26,93 % sur les actions d'Amérique du Nord, 6,58 % en Europe, 19,78 % au Japon, et 15,08 % dans les pays émergents.

Les obligations cotées ont progressé de 4,30 % en 2024. Le portefeuille a bénéficié de la gestion tactique de la sensibilité taux, ainsi que des bonnes performances du crédit en général. Le portefeuille obligataire Souverain a enregistré une performance de 2,48 %, le portefeuille d'obligations indexées sur l'inflation de 0,37 %, le portefeuille Crédit EUR *investment* grade de 5,99 %, et le crédit *high yield* court terme de 5,02 %.

En 2024, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés *via* des prises de participation minoritaires dans les infrastructures, l'immobilier (logistique, bureaux) et les fonds d'investissement de *private equity* et de *private debt*.

Au premier semestre 2024, EDF Invest a finalisé l'acquisition à hauteur de 50 % d'entrepôts logistiques situés en Suède (Nordic Logistic), et, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1. Au second semestre 2024, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans Parcolog Invest, un portefeuille d'entrepôts logistiques situés en France, acquis 49 % des titres d'une SCI détenant des actifs de bureau à Paris IX^{e} arrondissement et pris une participation de 40,1 % dans un consortium qui a pris le contrôle de l'opérateur de tours télécoms Optimus Tower en Autriche.

Au 31 décembre 2024, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 1 462 millions d'euros dont 879 millions d'euros dans le résultat financier et 583 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (958 millions d'euros), des reprises de dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées notamment à une évolution favorable des marchés financiers (41 millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (583 millions d'euros).

Note 27 Autres provisions pour déconstruction

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part des coûts constatés pour les opérations passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'augmentation sur la période s'explique principalement par une réévaluation des devis de déconstruction, prenant en compte notamment le dernier retour d'expérience des opérations récentes.

Note 28 Provisions pour avantages du personnel

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG), les agents d'EDF SA bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière…) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail…).

MODE DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIÉS AU PERSONNEL

EDF comptabilise en provisions les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraite ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble des coûts des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre du régime de retraite des IEG comprennent :

- les droits spécifiques des salariés statutaires des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les salariés statutaires à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

La loi du 14 avril 2023, portant la réforme des retraites, a prévu l'affiliation au régime général de vieillesse (CNAV, AGIRC-ARRCO) pour les salariés statutaires recrutés à compter du 1er septembre 2023. Ainsi, pour ces salariés, le financement du régime de retraite relève des règles de financement du régime général de vieillesse, mais ils continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux…).

ENGAGEMENTS LIÉS AU MAINTIEN DES AVANTAGES SOCIAUX AUX PENSIONNÉS STATUTAIRES DU RÉGIME SPÉCIAL DES IEG ET DU RÉGIME GÉNÉRAL DE VIEILLESSE

Tous les pensionnés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient d'avantages sociaux associés au statut des IEG, notamment :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du Statut National du personnel des IEG prévoit que les pensionnés du régime spécial des IEG et ceux du régime général de retraite bénéficient des mêmes avantages en nature que les salariés statutaires actifs. Ils disposent dans ce cadre de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux salariés statutaires d'EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux salariés statutaires ou à leurs ayants droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production, du coût d'acheminement et des taxes). À cet élément, s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE. En effet, en vertu des accords signés avec ENGIE en 1951, EDF fournit de l'électricité à l'ensemble de la population active et retraitée d'EDF et d'ENGIE et réciproquement, ENGIE fournit du gaz à la même population ; en conséquence de ces accords, EDF prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux salariés statutaires d'EDF résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises ;
- les avantages familiaux et l'aide aux frais d'études : les pensionnés du régime spécial des IEG et du régime général de retraite bénéficient des mêmes droits que les salariés statutaires ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un pensionné statutaire, quel que soit son régime de retraite, en inactivité (article 24, § 3 du Statut national). Il est versé aux ayants droits prioritaires des pensionnés décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

ENGAGEMENTS LIÉS AU DÉPART À LA RETRAITE DES SALARIÉS STATUTAIRES DES IEG

Tous les salariés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient des avantages sociaux suivants dans le cadre de leur départ à la retraite :

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, qui deviennent bénéficiaires d'une pension de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la période d'activité du salarié. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, pouvant prétendre à une pension de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ à la retraite, bénéficient au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

ENGAGEMENTS LIÉS À LA RECONNAISSANCE DE L'EXPOSITION À DES FACTEURS DE PÉNIBILITÉ DES SALARIÉS STATUTAIRES AFFILIÉS AU RÉGIME SPÉCIAL DE RETRAITE

Le statut prévoit des modalités d'anticipation de départ à la retraite pour les salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite des IEG lorsqu'ils sont exposés à des critères de pénibilité. Les salariés embauchés avant le 1er janvier 2009 bénéficient de bonifications de leur durée d'assurance pour le calcul de leur pension. Et les salariés embauchés à partir du 1er janvier 2009 bénéficient de l'attribution de jours de congés placés dans un compte épargne jours retraite (CEJR).

ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation (1) (4)	Financières (3)	Exploitation (2) (4)	Financières (5)	31/12/2024
Avantages postérieurs à l'emploi	11 581	358	777	(591)	(397)	11 728
Avantages à long terme	954	108	31	(92)	-	1 001
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**12 535**	**466**	**808**	**(683)**	**(397)**	**12 729**

(1) Dont 343 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 120 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 3 millions d'euros au titre des droits non acquis relatifs aux coûts des services passés.

(2) Dont (654) millions d'euros au titre des contributions employeurs, (28) millions d'euros au titre des gains actuariels et (1) million d'euros au titre des droits non acquis relatifs au coût des services passés.

(3) Voir note 11.

(4) Voir note 5.

(5) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisé	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2023	**23 933**	**(9 780)**	**14 153**	**3**	**(1 621)**	**12 535**
Charge nette de l'exercice 2024	1 151	(397)	754	1	93	848
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	1 089	(108)	981	-	(981)	-
Prestations versées	(1 085)	431	(654)	-	-	(654)
SOLDE AU 31/12/2024	**25 088**	**(9 854)**	**15 234**	**4**	**(2 509)**	**12 729**

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2024 s'élèvent à 1 089 millions d'euros, en lien avec :

- la variation du taux d'inflation pour (409) millions d'euros ;
- la variation des charges sociales liée à l'évolution des taux pour 4 millions d'euros ;
- la variation des écarts d'expérience pour 1 494 millions d'euros, principalement liée à l'évolution des rémunérations principales et la revalorisation des pensions.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Coût des services rendus de l'exercice	343	292
Charges d'intérêts (actualisation) [1]	808	914
Rendement escompté des actifs de couverture	(397)	(368)
Amortissements des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	(6)	9
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	99	63
Coût des services passés droits acquis [2]	-	232
Coût des services passés droits non acquis	1	2
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**848**	**1 144**
dont :		
Résultat d'exploitation [3]	437	598
Résultat financier	411	546

(1) Les charges d'intérêts (actualisation) de 808 millions d'euros diminuent de (106) millions d'euros par rapport au 31 décembre 2023, conséquence de la baisse du taux d'actualisation entre le 1er janvier 2024 (3,4 %) et le 1er janvier 2023 (3,9 %).

(2) Le coût des services passés droits acquis s'élève à 232 millions d'euros au 31 décembre 2023 (sans équivalent au 31 décembre 2024), conséquence de la réforme des retraites entrée en vigueur en 2023.

(3) En 2024, le montant correspond aux dotations d'exploitation (466 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (28 millions d'euros) et au titre des droits non acquis relatifs au coût des services passés (1 million d'euros).

28.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	31/12/2024
Retraites	7 535	210	601	(444)	(379)	7 523
Charges CNIEG	462	6	13	(16)	-	465
Avantages en nature énergie	2 633	75	115	(99)	-	2 724
Indemnités de fin de carrière	100	29	18	(8)	(18)	121
Autres	851	38	30	(24)	-	895
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	**11 581**	**358**	**777**	**(591)**	**(397)**	**11 728**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisé	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	18 235	(9 416)	-	(1 296)	7 523
Charges CNIEG	385	-	-	80	465
Avantages en nature énergie	4 010	-	-	(1 286)	2 724
Indemnités de fin de carrière	532	(423)	3	9	121
Autres	925	(15)	1	(16)	895
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2024	**24 087**	**(9 854)**	**4**	**(2 509)**	**11 728**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	17 838	(9 351)	-	(952)	7 535
Charges CNIEG	380	-	-	82	462
Avantages en nature énergie	3 362	-	-	(729)	2 633
Indemnités de fin de carrière	522	(414)	3	(11)	100
Autres	877	(15)	-	(11)	851
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2023	**22 979**	**(9 780)**	**3**	**(1 621)**	**11 581**

28.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises	
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation	Financières	Exploitation	31/12/2024
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	805	99	26	(81)	849
Médailles du travail	132	7	5	(9)	135
Divers	17	2	-	(2)	17
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ	**954**	**108**	**31**	**(92)**	**1 001**

28.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 9 854 millions d'euros au 31 décembre 2024 (9 780 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La valeur des actifs de couverture s'est appréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution plus favorable des marchés financiers.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**9 854**	**9 780**
Actifs de couverture - régime spécial de retraite	**9 416**	**9 351**
dont en % :		
Actions	33 %	31 %
Obligations monétaires	65 %	67 %
Immobilier	2 %	2 %
Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière	**423**	**414**
dont en % :		
Actions	42 %	41 %
Obligations monétaires	58 %	59 %
Autres actifs de couverture	**15**	**15**

28.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 3,40 % au 31 décembre 2024 (3,40 % au 31 décembre 2023) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,90 % au 31 décembre 2024 (2,00 % au 31 décembre 2023) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,38 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution au 31 décembre 2024 des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 4,15 % pour 2024 (4,10 % pour 2023) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 4,41 % pour 2024 (4,27 % pour 2023).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie, en fonction de leur duration, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durations.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 3,40 % au 31 décembre 2024 (3,40 % au 31 décembre 2023).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le groupe EDF pour les pays de la zone euro est de 1,90 % (2,00 % au 31 décembre 2023).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,90 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Pour les exercices 2024 et suivants, les lois de salaires utilisées sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements repose sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Note 29 Provisions pour autres charges

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2023	Exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Sans objet	Autres	31/12/2024
Provisions pour charges relatives :							
• au personnel	52	52	-	(55)	(2)	-	47
• au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	286	8	-	-	(1)	(3)	290
• aux autres charges	480	10	31	(142)	(5)	10	384
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**818**	**70**	**31**	**(197)**	**(8)**	**7**	**721**

Note 30 Passifs et actifs éventuels

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'évènements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : (i) il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou (ii) le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Un actif éventuel est un actif potentiel résultant d'évènements passés et dont l'existence ne serait confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2024 sont les suivants :

Contrôles fiscaux

Pour les exercices 2012 à 2021, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par une décision du 5 juillet 2024, la Cour administrative d'appel de Paris a rendu un arrêt en tous points identique à la décision de première instance et validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre.

Cette décision n'a aucune conséquence financière pour EDF dans la mesure où elle avait déjà décaissé 297 millions d'euros en 2022 en exécution de la décision de première instance (voir note 13.2 des comptes sociaux au 31 décembre 2022). La Société a formé un pourvoi en cassation à l'encontre de la partie qui lui est défavorable de cette décision. Par ailleurs, le ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie favorable à la Société.

Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Sept procédures au fond ont été initiées, par des fournisseurs alternatifs, en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de Hydroption, Vattenfall, Priméo Énergie Grands Comptes et Priméo Énergie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Sur ces sept contentieux, quatre sont définitivement clos et trois sont encore en cours : Hydroption, TotalEnergies et Ekwateur.

Dans l'affaire Hydroption, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond le 13 avril 2021 condamnant EDF à verser à Hydroption 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023, a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Par un arrêt du 24 juin 2024, la Cour d'appel de Paris a de nouveau infirmé le jugement du Tribunal de commerce et rejeté les demandes indemnitaires d'Hydroption. Le 8 novembre 2024, le liquidateur s'est pourvu en cassation.

Dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond le 30 novembre 2021 condamnant EDF à verser à titre de dommages et intérêts 53,9 millions d'euros à TotalEnergies d'une part et 1,8 million d'euros à Ekwateur d'autre part. EDF a fait appel de ces deux jugements. L'audience de plaidoirie devant la Cour d'appel de Paris est prévue le 20 mars 2025.

Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Depuis le 31 décembre 2024, le groupe EDF fait l'objet de deux procédures devant l'Autorité de la concurrence (plainte Plüm et plainte Xélan). Ces procédures sont en cours.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale. EDF estime, qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF.

Par ailleurs, EDF fait régulièrement l'objet de contrôles et de vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF. Ainsi, un contrôle URSSAF relatif aux années 2020 à 2022 s'est achevé sur 2023. Les conclusions du redressement reçues en 2024 ont été traduites dans les comptes sociaux d'EDF au 31 décembre 2024.

Contentieux E-Pango

La société E-Pango a assigné EDF et également les sociétés RTE et Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris le 14 décembre 2023 aux fins d'obtenir la réparation intégrale du préjudice qui lui aurait été causé suite à la résiliation de l'Accord de Responsable d'Équilibre qu'elle avait conclu avec RTE ; cette résiliation ayant entraîné la suspension de son autorisation d'achat pour revente conduisant au basculement de ses clients en offre de secours dont EDF assure la fourniture à titre transitoire.

E-Pango considère que la résiliation de son Accord avec RTE a été effectuée de manière abusive et relève par ailleurs d'une véritable stratégie d'éviction de RTE, avec le concours d'Enedis et ce au bénéfice d'EDF.

E-Pango sollicite ainsi la réparation intégrale de son préjudice à hauteur d'environ 150 millions d'euros lié notamment à l'arrêt de son activité de fournisseur, la perte de valeur économique de son positionnement concurrentiel.

En parallèle, E-Pango a porté plainte devant l'Autorité de la concurrence, qui s'est déclarée incompétente par décision du 7 septembre 2023 pour statuer sur les pratiques anticoncurrentielles dénoncées par E-Pango. E-Pango a formé un recours devant la Cour d'appel de Paris.

L'audience devant le Tribunal de commerce de Paris s'est déroulée le 27 mai 2024 au cours de laquelle EDF (de même que Enedis et RTE) a demandé un sursis à statuer dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris. Le 2 juillet 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement ordonnant le sursis à statuer.

Contentieux indemnitaire ENGIE

La société ENGIE a assigné EDF ainsi que ses filiales Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et IZI Confort devant le Tribunal de commerce de Paris le 13 juin 2024, aux fins d'obtenir la réparation du préjudice qu'elle prétend avoir subi du fait de pratiques sanctionnées par l'Autorité de la concurrence au terme de la décision n° 22-D-06 du 22 février 2022.

EDF conteste fermement le bien-fondé des demandes de la société ENGIE. La procédure devant le Tribunal de commerce est en cours.

Contrats de consultants – Enquête pénale

Le 28 juillet 2016, la Cour des comptes a transmis au Parquet national financier son rapport relatif à la politique des achats d'EDF. À la suite de la transmission de ce rapport, le Parquet national financier a ouvert une enquête préliminaire et chargé la Brigade de répression de la délinquance économique (BRDE) des investigations. En octobre 2023, Henri Proglio, Alain Tchernonog et EDF ont été cités à comparaître du 21 mai au 13 juin 2024 pour la commission d'un prétendu délit de favoritisme relatif au recrutement de consultants extérieurs (14 consultants). EDF a soulevé la prescription des poursuites et a contesté l'infraction alléguée.

À l'issue de l'audience, le Parquet a requis à l'encontre d'Henri Proglio une peine de deux ans d'emprisonnement et 200 000 euros d'amende et à l'encontre d'EDF la peine d'un million d'euros d'amende. Il n'a pas requis la peine complémentaire d'interdiction des marchés publics.

Par jugement rendu le 30 septembre, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus.

Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1er août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours judiciaire fondé notamment sur des motifs d'inconstitutionnalité et d'inconventionnalité. Cette contribution a été mise en place dans le cadre du Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) adopté le 6 octobre 2022 par l'Union européenne (voir note 8). Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

Note 31 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montant brut au 31/12/2024	Montant brut au 31/12/2023
Dettes					
Emprunts obligataires	2 038	11 474	43 282	56 794	51 414
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	1 032	7 754	814	9 600	15 143
Autres emprunts	3 558	5	-	3 563	8 600
Dettes financières diverses					
• avances sur consommation	1	3	25	29	34
• autres dettes	3 178	541	1	3 720	5 472
Dettes financières (voir note 32)	**9 807**	**19 777**	**44 122**	**73 706**	**80 663**
Avances et acomptes reçus des clients (1)	**2 924**	**-**	**-**	**2 924**	**2 520**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés (2)	9 209	-	62	9 271	10 037
Dettes fiscales et sociales (3)	9 072	-	-	9 072	7 625
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 629	18	-	2 647	2 520
Comptes créditeurs (4)	26 786	-	3 377	30 163	33 536
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**47 696**	**18**	**3 439**	**51 153**	**53 718**
Instruments de trésorerie (5)	**2 376**	**461**	**459**	**3 296**	**2 913**
Produits constatés d'avance (6)	**489**	**1 024**	**1 627**	**3 140**	**3 367**
TOTAL DETTES	**63 292**	**21 280**	**49 647**	**134 219**	**143 181**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 808 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(2) La baisse sur la période concerne principalement les dettes vis-à-vis d'EDF Trading résultant d'une baisse des volumes achetés induite par une amélioration de la production nucléaire (voir note 2.1.7).

(3) Au 31 décembre 2024, l'augmentation des dettes fiscales et sociales est corrélée principalement à la hausse de la TVA collectée sur le chiffre d'affaires. Ce poste inclut également un montant de 1 008 millions d'euros au titre de la TICFE-CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (49 millions d'euros au 31 décembre 2023) en lien avec l'application progressive, à partir du 1er février 2024, des tarifs de 20,5 €/MWh pour les professionnels et de 21 €/MWh pour les particuliers, contre des tarifs de 0,5 €/MWh et de 1 €/MWh au 1er février 2023.

(4) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et des conventions de placement et de trésorerie avec les filiales. La position au 31 décembre 2024 intègre un montant de 93 millions d'euros au titre d'un tirage sur une ligne de crédit transférée au passif du bilan d'EDF à l'occasion de la transmission universelle de patrimoine d'Arabelle Holding (voir note 2.1.6). Au 31 décembre 2023, les comptes créditeurs comprenaient également une dette de 2 030 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre une créance de 792 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 18 renvoi (2)).

(5) Ils correspondent notamment aux pertes latentes sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions créditrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 1 163 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(6) Au 31 décembre 2024, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF concernant les centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 2 137 millions d'euros (2 089 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Ils intègrent également le solde de l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat (24 ans).

Ce poste intègre aussi le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu le 14 décembre 2020 qui fait l'objet d'une reprise au compte de résultat au même rythme que les dépenses exposées.

Note 32 Dettes financières

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les primes de remboursement et, le cas échéant, les primes d'émission sont étalées au compte de résultat par fractions égales (linéairement) sur la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

(en millions d'euros)	31/12/2023	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	31/12/2024
Emprunts en euros	492	-	-	-	-	492
Emprunts en devises	14 371	2 645	-	820	-	17 836
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	20 423	3 100	(2 492)	-	-	21 031
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	16 128	931	(426)	802	-	17 435
Emprunts obligataires [1]	**51 414**	**6 676**	**(2 918)**	**1 622**	**-**	**56 794**
Emprunts long terme en euros	13 457	5 450	(10 895)	-	-	8 012
Emprunts long terme en devises	1 686	1 531	(1 704)	75	-	1 588
Emprunts court terme en euros	-	-	-	-	-	-
Emprunts auprès des établissements de crédit [2]	**15 143**	**6 981**	**(12 599)**	**75**	**-**	**9 600**
Titres de créances négociables en euros	5 049	-	(2 068)	-	-	2 981
Titres de créances négociables en devises	-	3	-	7	-	10
Emprunts contractuels à caractère financier	3 551	2 943	(5 922)	-	-	572
Autres emprunts [3]	**8 600**	**2 946**	**(7 990)**	**7**	**-**	**3 563**
Total emprunts	**75 157**	**16 603**	**(23 507)**	**1 704**	**-**	**69 957**
Avances sur consommation	**34**	**-**	**-**	**-**	**(5)**	**29**
Autres dettes financières diverses	3 557	54	(3 812)	9	2 846	2 654 [4]
Comptes bancaires créditeurs	799	-	-	-	(740)	59
Débits bancaires différés	24	-	-	-	(7)	17
Intérêts à payer	1 092	-	-	-	(102)	990
Total autres dettes financières diverses	**5 472**	**54**	**(3 812)**	**9**	**1 997**	**3 720**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**80 663**	**16 657**	**(27 319)**	**1 713**	**1 992**	**73 706**

(1) L'augmentation du poste résulte principalement des émissions d'obligations senior multi-tranches pour un montant global de 6 676 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.9 et 2.2.10) partiellement compensée par des remboursements d'emprunts pour un montant de (2 918) millions d'euros et un effet change pour un montant de 1 622 millions d'euros.

(2) La baisse sur la période s'explique notamment par le remboursement anticipé de tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour (12,6) milliards d'euros compensé partiellement par de nouveaux tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour 7 milliards d'euros (voir note 2.2.3).

(3) La variation s'explique par (2 058) millions d'euros résultant de remboursements de TCN nets d'émission (contre une variation de (5 638) millions d'euros en 2023) et (2 979) millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques ayant donné lieu à une trésorerie décaissée.

(4) Elles comprennent principalement 1 250 millions d'euros (au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 29 janvier 2025 sur la souche en euros de janvier 2013) faisant suite au reclassement opéré par EDF des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir notes 2.2.4 et 23). Elles intègrent également un montant de 820 millions d'euros (2 551 millions d'euros au 31 décembre 2023) au titre de dépôts de garantie reçus par EDF, nécessaires principalement à la réalisation de transactions sur le marché des obligations d'achat. Elles comprennent enfin 345 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en valeurs mobilières de placement (voir note 19 renvoi (2)) ainsi que 98 millions d'euros portant sur des programmes d'affacturage.

32.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
(en millions d'euros)	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
Total I - Euros		**33 089**	**100 %**	**47 %**		**30 846**		**63 935**	**100 %**	**91 %**
CAD	1 250	836	2 %	1 %	(1 250)	(836)	-	-	-	-
CHF	785	834	2 %	1 %	(785)	(834)	-	-	-	-
GBP	8 534	10 292	28 %	15 %	(3 549)	(4 280)	4 985	6 012	100 %	9 %
HKD	2 416	299	1 %	-	(2 416)	(299)	-	-	-	-
JPY	205 800	1 262	4 %	2 %	(205 800)	(1 262)	-	-	-	-
NOK	1 000	85	-	-	(1 000)	(85)	-	-	-	-
USD	24 165	23 260	63 %	34 %	(24 155)	(23 250)	10	10	-	-
Total II - Autres devises		**36 868**	**100 %**	**53 %**		**(30 846)**		**6 022**	**100 %**	**9 %**
TOTAL I+II		**69 957**		**100 %**		**-**		**69 957**		**100 %**

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 34.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

32.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
(en millions d'euros)	Montants	% 31/12/2024	% 31/12/2023	Montants	Montants	% 31/12/2024	% 31/12/2023
Emprunts Long Terme et EMTN	58 825			(25 803)	33 022		
Emprunts Court Terme	2 988			-	2 988		
Dette à taux fixe	**61 813**	**88 %**	**81 %**	**(25 803)**	**36 010**	**51 %**	**48 %**
Emprunts Long Terme et EMTN	7 579			25 803	33 382		
Emprunts Court Terme	565			-	565		
Dette à taux variable	**8 144**	**12 %**	**19 %**	**25 803**	**33 947**	**49 %**	**52 %**
TOTAL	**69 957**	**100 %**	**100 %**	**-**	**69 957**	**100 %**	**100 %**

Note 33 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2024 un gain latent de change de 260 millions d'euros (310 millions d'euros au 31 décembre 2023) dont 137 millions d'euros concernant des emprunts obligataires en livres sterling intégralement couverts par des *cross currency swaps* et 54 millions d'euros concernant des emprunts obligataires en dollars intégralement couverts par des *cross currency swaps*.

Autres informations

Note 34 Instruments financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

INSTRUMENTS DÉRIVÉS

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1er janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1er janvier 2017.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

34.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2024		31/12/2023	
(en millions d'euros)	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1 - Opérations sur les taux d'intérêt				
***Swaps* de taux court terme**				
EUR	-	-	-	-
***Swaps* de taux long terme**				
EUR	27 557	27 557	19 677	19 677
USD	8 416	8 416	5 801	5 801
GBP	6 557	6 557	3 556	3 556
CAD	850	850	341	341
Sous-total	**43 380**	**43 380**	**29 375**	**29 375**
2 - Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	47 517	39 254	48 176	40 688
USD	18 220	22 790	24 546	26 657
GBP	16 446	18 047	12 951	16 481
BRL	716	716	566	566
CNY	660	653	997	991
CHF	525	860	468	713
ILS	372	372	382	382
CAD	361	608	209	412
JPY	255	1 068	188	1 201
PLN	194	236	208	256
MXN	175	175	162	162
AUD	82	219	-	-
SEK	39	112	-	-
NOK	-	7	329	329
Autres	256	256	282	387
***Swaps* de capitaux long terme**				
USD	26 396	1 721	21 648	1 871
GBP	18 967	3 990	18 632	2 897
EUR	7 769	49 055	4 294	42 481
JPY	1 560	71	1 235	51
CAD	1 324	-	683	-
CHF	803	-	945	-
HKD	258	-	280	-
NOK	122	-	89	-
ILS	46	46	65	65
PLN	-	57	-	31
Sous-total	**143 063**	**140 313**	**137 335**	**136 621**
3 - *Swaps* de titrisation	**-**	**-**	**-**	**-**
4 - Opérations sur valeurs mobilières	-	-	-	-
Achats et ventes d'options sur titres	-	-	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**186 443**	**183 693**	**166 710**	**165 996**
5 - *Swaps* sur matières premières				
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	4 720	4 720	4 616	4 616
Produits électricité *(en TWh)*	57	133	24	38

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats convertis en euros ou exprimés en euros sur la base du cours de change du 31 décembre 2024 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas). Pour les matières premières, les montants correspondent au nominal couvert, dans l'unité de mesure d'énergie de la matière première.

34.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat

(en millions d'euros)	2024	2023
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux*	318	294
Instruments de change	401	161
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	54	128
Instruments de change	(104)	(42)

**Y compris les intérêts sur les swaps.*

34.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés, dont les nominaux figurent en hors bilan, comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable en résultant et la juste valeur de marché de ces instruments donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur de marché des instruments financiers dérivés, dont les nominaux figurent hors bilan au 31 décembre 2024 calculée par l'entreprise, figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
• *Swaps* de taux, *caps* et *floors*	114	191
Opérations de couverture du risque de change		
• Opérations de change à terme, *swaps* de change et options de change	171	348
• *Cross Currency Swaps*	2 282	1 988
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
• Produits électricité	-	143
• Produits pétroliers	-	(7)
TOTAL	**2 567**	**2 663**

Note 35 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2024, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2024	31/12/2023
Engagements hors bilan donnés	**20 002**	**24 705**	**13 568**	**13 922**	**72 197**	**59 205**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	7 734	16 979	13 166	12 473	50 352	41 217
• *Engagements d'achats de combustible et d'énergie*	*3 654*	*11 833*	*10 209*	*10 705*	*36 401*	*31 424*
• *Autres engagements liés à l'exploitation*	*4 080*	*5 146*	*2 957*	*1 768*	*13 951*	*9 793*
Engagements liés aux opérations d'investissement	4 540	3 779	402	24	8 745	7 610
Engagements liés aux opérations de financement	7 728	3 947	-	1 425	13 100	10 378
Engagements hors bilan reçus	**3 983**	**12 778**	**2 624**	**303**	**19 688**	**16 751**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 333	1 584	2 624	303	5 844	2 514
Engagements liés aux opérations d'investissement	16	6	-	-	22	46
Engagements liés aux opérations de financement	2 634	11 188	-	-	13 822	14 191

35.1 Engagements donnés

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

35.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation, des contrats à long terme d'achats d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Au 31 décembre 2024, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2024	31/12/2023
Achats d'électricité et services associés	1 094	4 619	5 424	8 877	20 014	16 405
Achats de combustible nucléaire	2 560	7 214	4 785	1 828	16 387	15 019
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**3 654**	**11 833**	**10 209**	**10 705**	**36 401**	**31 424**

Achats d'électricité et de services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

L'évolution sur l'année est due principalement à une augmentation des volumes d'engagements d'achats chez EDF (SEI) du fait de nouveaux contrats.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 48 TWh pour l'exercice 2024 (50 TWh pour 2023), dont 5 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2023), 20 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2023), 15 TWh au titre du photovoltaïque (14 TWh pour 2023) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2023).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

35.1.2 Autres engagements liés a l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles, et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

Par ailleurs, l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024 (voir note 2.1.6.) a conduit EDF SA à accorder des engagements donnés au 31 décembre 2024 pour 3 148 millions d'euros portant sur des garanties maison-mère et des garanties bancaires accordées.

De façon symétrique, EDF SA a reçu 3 148 millions d'euros d'engagements en réciprocité de la part du sous-groupe Arabelle (voir note 35.2.1.), exerçables dans le cas où EDF SA viendrait à être appelée en responsabilité.

35.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles.

S'agissant d'EPR 2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

35.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales. La hausse de ces engagements concerne principalement EDF Energy pour 4 365 millions d'euros dans le cadre du financement d'HPC. Elle est partiellement compensée par la baisse des engagements chez EDF Renouvelables pour (1 573) millions d'euros dans le cadre du financement de ses activités.

35.2 Engagements reçus

35.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC et l'accord de licence de brevets et de savoir-faire pour le projet NUWARD SMR entre EDF et NUWARD ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour Edvance ;
- des engagements liés à l'acquisition du sous-groupe Arabelle en réciprocité des engagements donnés liés à l'exploitation (voir notes 2.1.6 et 35.1.2).

35.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

35.3 Autres natures d'engagements

35.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français, une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 120 TWh depuis la loi du 16 août 2022.

35.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 0,5 milliard de mètres cubes par an.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 million de tonnes de GNL (1 milliard de mètres cubes par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

EDF a signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée depuis 2018.

En 2023, EDF a conclu un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis sur la période 2024-2036, auprès d'Edison pour 12,36 milliards de mètres cubes.

Note 36 Informations concernant les entreprises et parties liées

36.1 Relations avec l'État

À la suite de la mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023 et au rachat des actions propres, l'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2024. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

36.2 Relations avec ENGIE

En ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, et suite à l'adoption de l'article 96 de la loi de finances pour 2022, le décret n° 2023-554 du 30 juin 2023 portant modification simplifiée de la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse fixe la fin d'exploitation des réseaux de Gaz de Pétrole Liquéfié au 31 décembre 2038 et organise la fin progressive des usages à partir de 2024.

Par ailleurs un décret n° 2023-872 du 12 septembre 2023 acte les modalités de prise en charge partielle par l'État des coûts associés à la conversion des usages de Gaz de Pétrole Liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Les appels d'offres des concessions des villes d'Ajaccio et de Bastia ont été relancés après avoir été déclarés infructueux. Les réponses à appel d'offres par ENGIE sont en cours pour une attribution d'ici l'été 2025.

À ce stade, ces évolutions sont sans impact pour EDF mais une fois le renouvellement des concessions acté, EDF sera sollicitée pour travailler sur quelques secteurs tests afin de déterminer le planning d'abandon progressif du GPL sur les 15 prochaines années. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessiteront des investissements de renforcement des réseaux de distribution d'électricité.

36.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

Les transactions portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, en services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage des combustibles usés).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants sont en place entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 26.

Note 37 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi et ne perçoivent donc pas de rémunération à ce titre.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toutes natures versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2023 et 2024 se décompose comme suit :

(en euros)	2024	2023
Luc REMONT, Président-Directeur Général [1]	450 000	450 000
Administrateurs [2]	700 300 [3]	530 163

(1) Le Conseil d'administration réuni le 15 février 2024 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle de Luc REMONT à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2024, identique à la rémunération fixe annuelle brute fixée pour le mandat de Président-Directeur Général pour l'exercice 2023. Le Président-Directeur Général n'a pas bénéficié d'avantages en nature en 2024.

(2) L'Assemblée générale du 11 juin 2024, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration, a décidé de fixer à 675 050 euros le montant de la somme fixe annuelle visée à l'article L. 225-45 du Code de commerce à allouer aux membres du Conseil d'administration à titre de rémunération pour l'exercice 2024. L'Assemblée générale réunie le 28 juin 2023 avait approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une somme fixe annuelle de 460 000 euros à allouer aux administrateurs en rémunération de leur mandat et un supplément de rémunération de 90 000 euros en raison de leur participation à un groupe de travail et à un comité ad hoc du Conseil.

(3) Ce montant inclut les rémunérations versées aux administrateurs :

-en février 2024, un montant total de 345 000 euros, correspondant à la moitié de la part fixe au titre de l'année 2023 (deuxième semestre 2023) et à leur part variable annuelle 2023 ;

-et en juillet 2024, un montant total de 355 300 euros, correspondant à la rémunération au titre du premier semestre 2024, en fonction de l'assiduité des administrateurs aux réunions de ce semestre et des fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) et, un supplément de rémunération d'un montant de 79 000 euros alloués à certains administrateurs au titre de leur participation au groupe de travail sur le Projet d'entreprise.

Note 38 Évènements postérieurs à la clôture

Hormis les points précisés ci-dessous, aucun évènement postérieur à la clôture n'est survenu, à l'exception de ceux mentionnés dans les notes 2.2.4, 3.1, 14, 30.

38.1 Émission d'obligations senior vertes « Formosa » pour un montant nominal de 500 millions de dollars U.S.

Le 6 janvier 2025, EDF a levé 500 millions de dollars U.S. d'obligations senior vertes « Formosa » d'une maturité de 5 ans avec un coupon variable de SOFR + 1,15 %.

Un montant égal au produit net de l'émission a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF et alignés avec la taxonomie européenne réalisés dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050. Pour rappel, l'intensité carbone du parc nucléaire en France est de 4 gCO_2/kWh.

Le règlement-livraison est intervenu le 20 janvier 2025, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le Taipei Exchange et l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange.

38.2 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 1,9 milliard de dollars U.S.

Le 6 janvier 2025, EDF a levé 1,9 milliard de dollars U.S. en trois tranches d'obligations senior :

- Obligation de 700 millions de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,750 % ;
- Obligation de 800 millions de dollars U.S., d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,375 % ;
- émission additionnelle de 400 millions de dollars U.S. de l'obligation émise le 22 avril 2024 d'une maturité initiale de 40 ans, avec un coupon fixe de 6,000 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des Obligations USD est intervenu le 13 janvier 2025, date à laquelle les Obligations USD ont été admises aux négociations sur l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange.

38.3 Émission additionnelles d'obligations sur des souches obligataires existantes pour un total de 480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling

Le 24 janvier 2025, EDF a levé 480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling *via* de nouvelles obligations assimilables à quatre souches obligataires existantes :

- émission additionnelle de 250 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 5 décembre 2023 dédiées au financement de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires en France d'une maturité initiale de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,750 % ;
- émission additionnelle de 100 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 12 octobre 2022 d'une maturité initiale de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- émission additionnelle de 130 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 17 juin 2024 dédiées au financement de projets d'énergies renouvelables et hydroélectriques d'une maturité initiale de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- émission additionnelle de 100 millions de livres sterling assimilables aux obligations émises le 8 novembre 2024 dédiées au financement des investissements réalisés pour la construction du projet Hinkley Point C au Royaume-Uni, d'une maturité initiale de 40 ans avec un coupon fixe de 6,500 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des Obligations est intervenu le 31 janvier 2025, date à laquelle les obligations ont été admises aux négociations.

38.4 Émission d'obligations vertes senior multi-tranches pour un montant nominal de 750 millions de dollars canadiens (CAD)

Le 30 janvier 2025, EDF a levé 750 millions de dollars canadiens en deux tranches d'Obligations vertes senior :

- Obligations CAD Vertes de 450 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,573 % ;
- Obligations CAD Vertes de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,231 %.

Un montant égal au produit net d'émission des Obligations CAD Vertes a été alloué à des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF et alignés avec la taxonomie européenne dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

Cette opération permet ainsi à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des Obligations CAD vertes est intervenu le 6 février 2025.

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2024

À l'Assemblée générale de la société Électricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Électricité de France S.A. (« EDF » ou « la Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2024, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité des risques et de l'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2024 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1.1 et 14 de l'annexe aux comptes annuels qui mentionnent l'application à compter du 1er janvier 2024 du règlement ANC n° 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques et son incidence.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.2.2, 16 et 26 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2024, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 53 821 millions d'euros, dont 31 605 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 22 216 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et des derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.2.2 et 26 de l'annexe aux comptes annuels. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les hypothèses retenues reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction, de gestion des combustibles usés, d'entreposage, d'évacuation et de stockage des déchets radioactifs. Elles tiennent également compte de l'évolution de principaux paramètres financiers d'inflation et d'actualisation. Comme chaque année, les charges encourues ainsi que les combustibles engagés sur la période sont également reflétées dans les variations de provisions.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements, d'avancement des travaux en lien avec les dépenses réalisées et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la Société est tenue de constituer des actifs dits « dédiés » pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme. La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondantes au coût actualisé des obligations financées par ces actifs (note 26.6 de l'annexe aux comptes annuels).

Les actifs dédiés comprennent (i) des actifs dits de rendement, composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ; (ii) des actifs dits de croissance, composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ; et (iii) des actifs dits de taux, composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Leur valeur de réalisation s'élève à 40 320 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 31 975 millions d'euros) au 31 décembre 2024.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés constitue un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes d'hypothèses et scénarios industriels de déconstruction, de retraitement du combustible usé et de stockage des déchets, de coûts, incertitudes et aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation de actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

Étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- des marges pour risques et incertitudes intégrées aux provisions afin de tenir compte de la maturité des projets et du degré de maîtrise des techniques de démantèlement à mettre en œuvre, ainsi que des risques spécifiques de réalisation identifiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans le chiffrage du devis de déconstruction des centrales en exploitation et des éléments de retour d'expérience tirés de la préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021, en vue de leur transposition aux autres centrales.

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites dans la note 26.5 de l'annexe aux comptes annuels, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données et références de marché disponibles.

S'agissant des actifs dédiés, nous avons rapproché leur valeur de réalisation figurant dans la note 26.6.5 de l'annexe aux comptes annuels avec les relevés des dépositaires, les valeurs boursières, ou le cas échéant, avec les évaluations réalisées par les experts externes mandatés par la Société et avons revu ces valorisations avec l'aide de nos experts.

Enfin, nous avons vérifié la concordance des données relatives à la détermination des provisions avec les états financiers et le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe, notamment la sensibilité de l'évaluation des provisions nucléaires à la variation des hypothèses macro-économiques et techniques (note 26.5.3 de l'annexe aux comptes annuels).

Évaluation des titres de participation

Notes 1.2.6 et 16 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2024, la valeur nette comptable des titres de participation s'élève à 50 338 millions d'euros. Les titres de participation sont enregistrés au coût d'acquisition incluant les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes directement liés à l'acquisition.

Comme indiqué dans la note 16 de l'annexe aux comptes annuels, les titres de participation sont évalués à chaque clôture à leur valeur d'utilité. Lorsque la valeur comptable des titres de participation est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité est principalement déterminée :

- Par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe ;
- Lorsque la valeur des capitaux propres consolidés est inférieure à la valeur nette comptable des titres, sur la base de projection de flux de trésorerie futurs actualisés, calculés à partir de la meilleure information disponible à la date de clôture. Pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement.

Réponses apportées

Nos procédures d'audit ont principalement consisté à :

- Prendre connaissance, sur la base des informations fournies par la Direction, des méthodes de valorisation retenues par la Société ;
- Comparer les données utilisées pour la réalisation des tests de dépréciation des titres de participation avec les données comptables des filiales, le cas échéant ;
- Prendre connaissance de la méthodologie et des hypothèses utilisées pour déterminer la valeur d'utilité des titres de participation (capitaux propres ou hypothèses de flux de trésorerie) ;
- S'agissant des flux de trésorerie, vérifier que les projections sont cohérentes avec (i) les données budgétaires et le Plan à Moyen Terme pour les premières années et, au-delà, avec les hypothèses de long terme élaborées par la Société, (ii) les performances passées, et (iii) la durée d'exploitation attendue des actifs
- Vérifier l'exactitude arithmétique des calculs des valeurs d'utilité retenues par la société ;
- Vérifier le caractère approprié des informations présentées dans la note 16 de l'annexe aux comptes annuels.

L'estimation de la valeur d'utilité des titres de participation requiert des jugements significatifs de la part de la Direction dans le choix des méthodes d'évaluation et des éléments à considérer, qui peuvent être historiques (capitaux propres notamment) ou prévisionnels (hypothèses de flux de trésorerie).

En raison du montant significatif des titres de participation et des jugements relatifs à l'estimation des valeurs d'utilité et de leur sensibilité aux variations de données et hypothèses sur lesquelles elles se fondent, nous avons considéré l'évaluation des titres de participation comme un point clé de l'audit.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D.441-6 du code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans le rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, des informations requises par l'article L.225-37-4 et L.22-10-10 du code de commerce.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président Directeur Général.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société Électricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour le cabinet KPMG SA et du 28 juin 2023 pour le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit.

Au 31 décembre 2024, le cabinet KPMG SA était dans la 20ème année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 2ère année.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la Direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité des risques et de l'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au comité des risques et de l'audit

Nous remettons au comité des risques et de l'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité des risques et de l'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 20 février 2025

Les commissaires aux comptes

KPMG SA		**PricewaterhouseCoopers Audit**	
Marie GUILLEMOT	Jacques-François LETHU	Séverine SCHEER	Cédric HAASER

6.5 Politique de distribution de dividendes

6.5.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action *(en euros)*	Dividende total distribué [1] *(en euros)*	Date de versement du dividende
2021	3 736 934 708	0,58 [2]	1 997 314 793,63 [3]	13 juin 2022

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Soit un montant de 0,638 euro en 2021 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(3) Dont 947 074 231,20 euros versés le 2 décembre 2021 à titre d'acompte sur le dividende 2021 composé de 898 992 407,92 euros versés en actions nouvelles, 48 081 668,10 euros versés en numéraire et 155,18 euros de soulte. Le solde du dividende 2021, d'un montant de 1 050 240 562,43 euros versé le 13 juin 2022, est composé de 978 699 524,40 euros versés en actions nouvelles, 71 540 908,35 euros versés en numéraire et 129,68 euros de soulte.

Les Assemblées générales des actionnaires réunies le 28 juin 2023 et le 11 juin 2024 n'ont voté aucune distribution de dividendes au titre des exercices 2022 et 2023.

6.5.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins deux ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social.

L'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

6.5.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

6.6 Autres informations

6.6.1 Tableau des résultats des cinq derniers exercices

	2024	2023	2022	2021	2020
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en millions d'euros)*	2 084	2 084	1 944	1 619	1 550
Dotations en capital *(en millions d'euros)*					
Nombre d'actions ordinaires existantes	4 168 730 082	4 168 730 082	3 887 718 420	3 238 676 748	3 099 923 579
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes					
Nombre maximal d'actions futures à créer					
par conversion d'obligations					
par exercice de droit de souscription					
Opérations et résultats de l'exercice					
(en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	72 335	90 291	87 129	53 001	44 315
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	23 057	23 182	(22 745)	9 177	8 051
Impôts sur les bénéfices	1 083	1 831	(147) [2]	1 410	(406) [2]
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	9 865	7 710	(30 648)	1 457	222
Résultat distribué				1 997 [1]	652
Acompte sur résultat distribué				947	
Résultats par action *(en euro/action)*					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	5,27	5,12	(5,81)	2,40	2,73
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	2,37	1,85	(7,88)	0,45	0,07
Dividende attribué à chaque action				0,58 [1] [4]	0,21 [3]
Acompte dividende attribué à chaque action				0,30	0
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	64 981	63 186	61 607	62 035	62 462
Montant de la masse salariale de l'exercice					
(en millions d'euros)	4 540	4 244	3 981	3 720	3 694
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) *(en millions d'euros)*	2 935	2 827	2 634	2 687	2 745

(1) Y compris acompte versé.
(2) Montant correspondant à un produit d'impôt.
(3) Soit 0,231 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(4) Soit 0,638 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

6.6.2 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2024 et la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel sont mentionnés à la section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture » et à la note 24 « Événements postérieurs à la clôture » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024. Les événements intervenus postérieurement au 20 février 2025, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration, sont mentionnés à la section 5.3 « Événements postérieurs à l'arrêté des comptes » du présent document d'enregistrement universel.

6.6.3 Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients (article L. 441-14 et D. 441-6 du Code de commerce)

Dans le cadre de la loi LME modifiée par la loi n° 2015-990 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, EDF communique les montants TTC des dettes et créances échues à la fin de l'exercice. Ces montants sont ventilés par tranche de retard de paiement et rapportés respectivement au montant TTC des achats et du chiffre d'affaires de l'exercice.

	Article D. 441 I.- 1° : factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
(en millions d'euros)	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	133 647					5 287	4 766 415					10 020 340
Montant total des factures concernées (TTC)	2 978	44	6	3	2	55	2 744	136	76	72	833	1 117
% du montant total des achats de l'exercice	4,7	0,1	0	0	0	0,1						
% du chiffre d'affaires de l'exercice (TTC)							3,2	0,2	0,1	0,1	1,0	1,4
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						0						0
Montant total des factures exclues						0						0
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 43-1 du Code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux et contractuels						Délais légaux					

6.6.4 Montant des prêts interentreprises consentis

Conformément aux dispositions des articles L. 511-6, 3 bis et R. 511-2-1-3 du Code monétaire et financier, le montant des prêts interentreprises consentis sont les suivants :

(en millions d'euros)	2024	2023
Société		
EDF International	22 655	18 155
EDF Renouvelables	8 675	7 114
ENEDIS	5 028	4 884
Dalkia France	1 750	1 668
EDF Energy	1 651	1 577
EDF Trading	804	2 531
EDF Production Électrique Insulaire	335	415
Arabelle Solutions	215	20
Framatome	212	-
ATMEA	168	168
Cyclife Holding	26	28
EDF Luminus	-	80

6.6.5 *Informations sur les succursales existantes – L. 231-1 du Code de commerce*

Au 31 décembre 2024, le Groupe a recensé 238 établissements secondaires, lesquels sont enregistrés auprès des RCS listés dans le K-bis de la Société, et est présent sur le territoire français au travers de plusieurs milliers de bureaux distincts, ces derniers ne remplissant pas le critère d'autonomie de gestion nécessaire à la qualification de succursale.

La liste des succursales [1] d'EDF en dehors de France métropolitaine est la suivante :

- Saint-Barthélemy ;
- Saint-Pierre-et-Miquelon ;
- Saint-Martin ;
- Bahreïn ;
- Bénin ;
- Cambodge ;
- Cap Vert ;
- Émirats Arabes Unis : Abu Dhabi et Dubaï ;
- Japon ;
- Kirghizistan ;
- Gabon ;
- Inde ;
- Nouvelle Calédonie ;
- Qatar ;
- Pologne ;
- République Tchèque.

6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF

Depuis 2013, le Groupe a procédé à douze émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent de plus de 16 milliards d'euros au total afin d'accompagner son développement dans les énergies bas carbone

Après deux premières émissions destinées à financer principalement la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Renouvelables (1,4 milliard d'euros en novembre 2013 et 1,25 milliard de dollars US en octobre 2015), le Groupe a élargi son *Green Bond Framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine. Ce nouveau Framework a été appliqué pour la première fois à l'émission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliards de yens en deux tranches). Le Groupe a de nouveau élargi le champ d'application de son *Green Bond Framework* début 2020 en l'ouvrant à des actifs hydroélectriques à l'international, à des projets d'efficacité énergétique et à des projets de préservation de la biodiversité. Il a dans ce cadre émis une émission d'obligations vertes pour un montant de 2,4 milliards d'euros en septembre 2020, puis une émission d'obligations vertes pour un montant de 1,85 milliard d'euros en novembre 2021 [2]. Le Groupe a élargi le champ d'application de son *Financing Framework* en juillet 2022, le renommant *Green Financing Framework* pour y inclure tout type de produit de financement (Financements Verts), en plus des obligations. Ce Framework est compatible avec la taxonomie européenne, y compris avec l'acte délégué sur le nucléaire qui est entré en vigueur en juillet 2022. Le champ des investissements a également été élargi aux projets de distribution d'électricité et aux projets de production nucléaire. Dans ce cadre, EDF a réalisé une émission obligataire de 1,25 milliard d'euros en octobre 2022, ainsi qu'une émission obligataire de 325 millions de francs suisse en août 2023. De plus, un contrat de REPO *Green Evergreen* a été signé le 19 juillet 2023 avec BNP pour 565 millions d'euros. En novembre 2023, EDF a émis sa première obligation verte, pour 1 milliard d'euros, destinée au refinancement des investissements dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie. En juin 2024, EDF a émis un green bond en 3 tranches pour un montant total de 3 milliards d'euros. En septembre 2024, une émission en deux tranches a été réalisée pour un montant total de 310 millions de francs suisses et une émission de Green bond hybride pour 1,150 milliard d'euros et 500 millions de livres sterling a été réalisée.

Par ailleurs, EDF a signé des prêts bancaires bilatéraux pour un montant total de 6,185 milliards d'euros en 2024.

Enfin, en 2024, EDF a émis des billets de trésorerie verts dans le cadre de son programme de *Negociable European Commecial Paper* (NeuCP) pour un montant maximum de 412 millions d'euros.

Les engagements pris par EDF dans le cadre de ces émissions suivent les quatre principes établis par les *Green Bond Principles* [3] à savoir (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting. La description détaillée de ces engagements est présentée dans le *Green Financing Framework* EDF de juillet 2022, disponible sur la page Finance durable du site Internet de l'entreprise.

La présente section en donne une synthèse et décrit comment EDF les a remplis à fin 2024.

Utilisation des fonds levés

Dans le cadre de ses Financements Verts, EDF s'est engagé à allouer les fonds levés au financement de nouveaux investissements de certains Projets Éligibles (ci-après les « Projets Éligibles ») :

- la construction ou l'acquisition de portefeuille de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dont des projets éoliens, solaires, hydrauliques, de stockage, biomasse et géothermie ;
- les investissements dans les installations hydroélectriques existantes dont la rénovation et maintenance lourde, la modernisation et l'automatisation, et le développement d'ouvrages existants (incluant notamment des augmentations de puissance) ;
- les projets d'efficacité énergétique dont des projets de réduction de consommation d'énergie, de modernisation de l'éclairage, des réseaux de chaleur et de froid et de création de stations de chargement pour véhicules électriques ;
- les projets de préservation de la biodiversité, comme des actions d'atténuation de l'impact des activités d'EDF sur la biodiversité, la restauration ou re-naturalisation de sites et la recherche et développement ;

(1) Sur le plan fiscal, la liste représente les établissements stables à l'étranger.
(2) EDF a réalisé une émission de *Green Bond* de 1,75 milliard d'euros le 29 novembre 2021 qui a fait l'objet d'un abondement de 100 millions d'euros le 6 décembre 2021.
(3) Les *Green Bond Principles*, mis à jour en juin 2018, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de *Green Bonds* qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des *Green Bonds* dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : https://www.icmagroup.org/sustainable-finance/the-principles-guidelines-and-handbooks/green-bond-principles-gbp/

- les projets de distribution d'électricité dont les investissements dans le réseau de distribution connecté au système européen, les raccordements des installations de production d'énergie renouvelable, les infrastructures soutenant l'électrification des transports (y compris les points de charge de véhicules électriques) et les compteurs intelligents ;
- les projets de production nucléaire : les investissements dans les nouveaux projets de construction et les travaux existants, notamment la recherche et développement, la démonstration et le déploiement de réacteurs innovants qui produisent de l'énergie provenant de processus nucléaires avec un minimum de déchets provenant du cycle du combustible, les projets autorisés au plus tard en 2045 par les autorités compétentes pour la construction et l'exploitation en toute sûreté des centrales et au plus tard en 2040 pour l'extension de la durée de vie des réacteurs existants.

Le *Green Financing Framework* permet que les fonds puissent financer des projets qui n'auraient pas encore bénéficié de financement par un Financement Vert dans un de délai de 3 années précédant l'émission du Financement Vert (clause de *look back*). De même, les fonds peuvent être utilisés dans le cadre de l'acquisition de portefeuille de projets dans les énergies renouvelables.

Évaluation et sélection des Projets Éligibles financés

Dans le cadre du Green Financing Framework depuis juillet 2022, chaque Projet Eligible appelé à être financé est évalué sur la base des critères de la taxonomie européenne, et notamment les critères DNSH et de garanties minimales.

Le respect de ces critères fait l'objet de l'attestation de KPMG S.A. (Commissaire aux Comptes) selon les exigences du *Green Financing Framework*.

Seuls les projets conformes à ces critères peuvent bénéficier d'un Financement Vert.

Gestion des fonds levés

Les fonds levés sont gérés selon un principe de cantonnement strict qui vise à assurer que leur utilisation est exclusivement et effectivement réservée au financement de Projets Éligibles.

À réception par la Direction Financements Trésorerie Groupe d'EDF, les fonds levés lors de chaque émission sont investis et suivis dans un sous-portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à allocation à des Projets Éligibles. Les actifs de trésorerie de type « investissement socialement responsable » (ISR) de court terme sont privilégiés pour l'investissement des fonds en trésorerie.

Les entités du Groupe notifient, au fil de l'eau ou à intervalles réguliers, le Département Trésorerie d'EDF des fonds nécessaires pour couvrir les dépenses d'investissements relatives aux projets sélectionnés. Le Département Trésorerie ajuste, sur la base de ces notifications, les montants disponibles dans les sous-portefeuilles dédiés d'actifs de trésorerie.

Au 31 décembre 2024, 1 153 M€ du Green Bond n° 10 sont investis en fond de trésorerie dans l'attente de leur allocation à des projets de distribution d'électricité.

Reporting

Utilisation effective des fonds

Bilan au 31 décembre 2024 de l'allocation des fonds levés	Nominal à l'émission	Fonds alloués au 31/12/2024	Fonds alloués à des Projets Éligibles	Nombre de projets ayant bénéficié de Financements Verts	Part des montants d'investissement financée Financement Vert
Green Bond n° 1 – novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	*Capacités renouvelables 1,4 Md€*	13	59 %
Green Bond n° 2 – octobre 2015	1,25 Md$	1,25 Md$	*Capacités renouvelables 1,25 Md$*	7	58 %
Green Bond n° 3 – octobre 2016	1,75 Md€	1,75 Md€	*dont capacités renouvelables : 1 248 M€*	10	54 %
			dont projets hydroélectriques : 502 M€	600 opérations	100 %
Green Bond n° 4 – janvier 2017	26 000 M¥	26 000 M¥	*dont capacités renouvelables : 14 021 M¥*	7	15 %
			dont projets hydroélectriques : 11 979 M¥	207 opérations	87 % [4]
Green Bond n° 5 – septembre 2020	2,4 Mds€	2,6 Mds€ [2]	*dont capacités renouvelables : 2 421 M€ (dont 1 461 M€ en look back)*	32 projets [1] +3 rachats de portefeuille	78 %
			dont projets hydrauliques : 110 M€	153 opérations	100 %
			dont projets biodiversité, portés par EDF Hydo : 28 M€ (dont 16 M€ en look back)	39 projets	100 %
Green Bond n° 6 – novembre 2021	1,85 Md€	1,85 Md€	*dont capacités renouvelables : 1,644 Md€*	12 projets	53 %
			dont projets hydroélectriques : 189 M€	272	98 %
			dont projets biodiversité : 23 M€	14	
Green Bond n° 7 – octobre 2022	1,25 Md€	1,25 Md€	*Projets de distribution d'électricité : 1,25 Md€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %
Green Repo – juillet 2023	565 M€	565 M€	*Projets de distribution d'électricité : 565 M€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %
Green Bond n° 8 – août 2023	325 MCHF	325 MCHF	*Projets de distribution d'électricité : 325 MCHF*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %
Green Bond n° 9 – novembre 2023	1 Md€	1 Md€	*Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France : 1 Md€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %
Prêts bancaires verts - 2024	6 185 M€	6 185 M€	*Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France : 6 185 M€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	*100 %*
Green Bond n° 10 -juin 2024	1 Md€	1 Md€	*Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France : 1 Md€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	*100 %*
	1,25 Md€	97 M€	*Projets de distribution d'électricité : 1,25 Md€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	*8 %*
	750 M€	750 M€	*Capacités renouvelables : 750 M€ (dont 727 MEUR en look back)*	5 projets	39 %
Green Bond n° 11 – septembre 2024	310 MCHF	310 MCHF	*Capacités renouvelables : 310 MCHF (en look back)*	5 projets	57 %
Green NeuCP	412 M€	412 M€	*Capacités renouvelables : 36 M€ (en look back)*	1 projet	*100 %*
			Projets hydroélectriques : 371 M€ (en look back)	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	*100 %*
			Projets biodiversité : 5 M€ (en look back)		
Hybrid Green Bond n° 12 – septembre 2024	1,15 Md€ + 500 MGBP	1,15 Md€ + 500 MGBP	*Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France : 1.7 Md€ (dont 1,3 Md€ en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	*100 %*

(1) Dont le projet Big Beau Solar d'EDF Renouvelables financé en partie par l'opération de prêt de titre durable : un contrat de REPO green evergreen signé le 1er octobre 2021 avec BNP pour 50 millions d'euros. Ce contrat green a été mis en place pour financer la partie du projet « Big Beau » excédentaire par rapport aux fonds reçus dans le cadre du Green Bond n° 5. Il a été refinancé par le Green Bond n° 6.

(2) La prime d'émission du Green Bond n° 5 a permis à EDF de recevoir un montant total de 2 559 M€.

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Renouvelables conformément au Framework en vigueur et financés par des Financements Verts sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financements Verts
CID Solar	Solaire PV, 27 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Cottonwood	Solaire PV, 33 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Ensemble éolien catalan	Éolien terrestre, 96 MW	France (Pyrénées-Orientales)	En service	GB1
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	En service	GB1
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
La Mitis	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Le Granit	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Longhorn North	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Pilot Hill	Éolien terrestre, 175 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB1
Rivière du Moulin	Éolien terrestre, 350 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Spinning Spur 2	Éolien terrestre, 161 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Spinning Spur 3	Éolien terrestre, 194 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Roosevelt	Éolien terrestre, 250 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	En service	GB1 et GB2
Great Western	Éolien terrestre, 225 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB2
Kelly Creek	Éolien terrestre, 184 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB2
Salt Fork	Éolien terrestre, 174 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Slate Creek	Éolien terrestre, 150 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Tyler Bluff	Éolien terrestre, 126 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Red Pine	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB2 et GB3
Bluemex Power 1	Solaire PV, 120 MW	Mexique (Sonora)	En service	GB3
Copenhagen Wind Farm	Éolien terrestre, 80 MW	États-Unis (New York)	En service	GB3
Nicolas Riou	Éolien terrestre, 112 MW	Canada (Québec)	En service	GB3
Rock Falls	Éolien terrestre, 154 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB3
Stoneray Power Partners	Éolien terrestre, 100 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB3
Valentine Solar	Solaire PV, 135 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB3
Glaciers Edge	Éolien terrestre, 203 MW	États-Unis (Iowa)	En service	GB3
Milligan	Éolien terrestre, 300 MW	États-Unis (Nebraska)	En service	GB3, GB4 et GB5
Las Majadas	Éolien terrestre, 273 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB3, GB4 et GB5
Maverick 1	Solaire PV, 180 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Maverick 4	Solaire PV, 132 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Desert Harvest	Solaire PV, 114 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Desert Harvest 2	Solaire PV, 111 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Coyote	Éolien terrestre, 242 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB5
Champagne Picardie	Éolien terrestre, 73 MW	France	En service	GB5
Les Taillades	Éolien terrestre, 27 MW	France	En service	GB5

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financements Verts
Pays d'Anglure	Éolien terrestre, 22 MW	France	En service	GB5
Montagne Ardéchoise	Éolien terrestre, 16 MW	France	En service	GB5
Blyth	Éolien en mer, 42 MW	Royaume-Uni	En service	GB5
Mashabai Sadeh	Solaire PV, 60 MW	Israël	En service	GB5
Romney	Éolien terrestre, 60 MW	Canada (Ontario)	En service	GB5
Courant-Nachamps	Éolien terrestre, 21 MW	France	En service	GB5
Demange	Éolien terrestre, 20 MW	France	En service	GB5
Faydunes	Éolien terrestre, 14 MW	France	En service	GB5
Joncels Futuren	Éolien terrestre, 6 MW	France	En service	GB5
Coteaux	Éolien terrestre, 38 MW	France	En service	GB5
Mazurier	Éolien terrestre, 13 MW	France	En service	GB5
Mottenberg	Éolien terrestre, 15 MW	France	En service	GB5
Espiers	Éolien terrestre, 18 MW	France	En service	GB5
Clanlieu	Éolien terrestre, 13 MW	France	En service	GB5
Luxel	Portefeuille de projets solaires	France	En service	GB5
NnG	Éolien en mer, 450 MW	Royaume-Uni	En service	GB5
Atlantic Offshore	Éolien en mer, jusqu'à 2,3 GW	États-Unis (New Jersey)	En service	GB5
Gorzyca	Éolien terrestre, 24 MW	Pologne	En service	GB5
Parnowo	Éolien terrestre, 12,5 MW	Pologne	En service	GB5
Ustka	Éolien terrestre, 28,6 MW	Pologne	En service	GB5
Roussac	Éolien terrestre, 16,5 MW	France	En service	GB5
Big Beau	Solaire, 166 MW	États-Unis	En service	GB5
King Creek 1	Éolien terrestre, 184,4 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB6
King Creek 2	Éolien terrestre, 209 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB6
Arrow Canyon	Solaire et stockage, 364,8 MW	États-Unis (Nevada)	En service	GB6
Fox Squirrel	Solaire, 751 MW	États-Unis (Ohio)	En service	GB6, GB11
Ottmarsheim	Solaire, 15,6 MW	France	En service	GB6
Habsheim	Solaire, 30 MW	France	En service	GB6
Pays de Caux	Eolien terrestre, 13 MW	France	En service	GB6
OUPIA 2 Repowering	Eolien terrestre, 20,7 MW	France	En service	GB6
Desert Quartzite	Solaire - Batterie, 527 MW	États-Unis (Californie)	01.2025	GB6, GB10
Serra do serido 2	Eolien terrestre, 238 MW	Brésil	En service	GB6, GB10
Serra das almas	Eolien terrestre, 261 MW	Brésil	2025	GB6, GB10, NeuCP
Cypress I	Solaire, 200 MW	France	En service	GB6
Milagro	Solaire, 183 MW	États-Unis (Californie)	2025	GB10, GB11
Morris Ridge	Solaire, 230,5 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB10
Merles	Eolien terrestre, 14,4 MW	France	2025	GB11
Baignes	Eolien terrestre, 25,2 MW	France	En service	GB11
Niedervisse	Eolien terrestre, 17 MW	France	2025	GB11

Les Projets Éligibles sélectionnés par Luminus conformément au Framework en vigueur et financés par des Financements Verts sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financements Verts
Geel-West	Éolien terrestre, 11 MW	Belgique	En service	GB4
Villers 4	Éolien terrestre, 45 MW	Belgique	En service	GB4
Turnhout	Éolien terrestre, 12 MW	Belgique	En service	GB4
Monsin	Hydroélectrique, 18 MW	Belgique	En service	GB4
Tinlot	Éolien terrestre, 10 MW	Belgique	En service	GB5
Lommel	Éolien terrestre, 17 MW	Belgique	En service	GB5

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Solutions Solaires conformément au Framework en vigueur et financés par des Financements Verts sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financements Verts
ITER	Ombrière PV, 2 MW	France	En service	GB5
Bugey RTE	Ombrière PV, 4 MW	France	En service	GB5

Les Projets Éligibles au *Green Bond Framework* sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité, qui sont présentés plus bas) financés par les émissions de *Green Bond* d'octobre 2016, janvier 2017, septembre 2020 sont :

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée (GW)	Montant (M€)
Rénovation et maintenance lourde	586	9,6	342
Modernisation et automatisation	309	15,9	80
Développement d'ouvrages existants	33	1,2	277
TOTAL (HORS DOUBLONS)	**928**	**17,1**	**699**

Les Projets Éligibles au *Green Bond Framework* sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité, qui sont présentés plus bas) financés par l'émission du Green Bond de novembre 2021 sont :

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée (GW)	Montant (M€)
Rénovation et maintenance lourde	249	11,4	164
Modernisation et automatisation	15	2,3	17
Développement d'ouvrages existants	8	0,5	8
TOTAL (HORS DOUBLONS)	**272**	**11,9**	**189**

Les Projets Éligibles au *Green Bond Framework* sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité, qui sont présentés plus bas) financés par l'émission de NeuCP en 2024 sont:

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée (GW)	Montant (M€)
Rénovation et maintenance lourde	879	18,7	349
Modernisation et automatisation	10	1,1	3
Développement d'ouvrages existants	13	0,3	19
TOTAL (HORS DOUBLONS)	**902**	**18,7**	**371**

Impact des Projets Éligibles financés

Les tableaux ci-dessous présentent les principaux impacts associés aux projets ayant bénéficié d'un inancement Vert:

- Pour les projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, de préservation de la biodiversité :
  - la capacité de production d'électricité, construite dans le cadre de chaque projet ;
  - la production d'électricité supplémentaire attendue de chaque projet ;
  - les émissions de CO_2 évitées attendues par l'injection de cette production d'électricité supplémentaire dans les réseaux électriques ; et
- Pour les projets de réseau de distribution :
  - le nombre de kilomètres de lignes installées ;
  - le nombre de raccordements d'infrastructures de recharges ;
  - le nombre de nouveaux compteurs posés ; et
  - la capacité renouvelable raccordée.

Projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables :

Ces impacts sont présentés de manière agrégée : les données brutes correspondent à l'agrégation de l'impact de chacun des projets ayant reçu un Financement Vert considéré ; les données nettes correspondent à la somme de l'impact de chacun des Projets Éligibles, pondérée de la part du montant d'investissement du projet financée par le Financement Vert considéré.

		Capacité totale des projets financés au 31 décembre 2024 (en MW)		**Production attendue** (en TWh/an)		**Émissions de CO_2 évitées attendues** (en Mt/an)	
		Brute [1]	**Nette** [2]	**Brute** [1]	**Nette** [2]	**Brutes** [1]	**Nettes** [2]
Green Bond n° 1 – novembre 2013		1 529	976	6,0	4,1	2,21	1,55
Green Bond n° 2 – octobre 2015		1 107	815	4,6	3,3	2,53	1,83
Green Bond n° 3 – octobre 2016	EDF Renouvelables	1 450	962	5,3	3,5	2,42	1,61
	EDF Hydro	903	903	0,2 [3]	0,2 [3]	0,01 [3]	0,01 [3]
Green Bond n° 4 – janvier 2017	EDF Renouvelables + Luminus	137	86	0,4	0,26	0,17	0,12
	EDF Hydro + Luminus	142	133	0,1	0,05	0,01	0,01
Green Bond n° 5 – septembre 2020	EDF Renouvelables + EDF ENR + Luminus	1 762	1 412	4,7 [4]	3,6 [4]	1,86 [4]	1,35 [4]
	EDF Hydro	123	123	0,03	0,03	0,001	0,001
Green Bond n° 6 – octobre 2021	EDF Renouvelables	2 787	1 487	6,5	3,1	1,93	1,1
	EDF Hydro	430	422	0,02	0,02	0,001	0,001
NeuCP- 2024	EDF Renouvelables	261	33	0,49	0,12	0,08	0,02
	EDF Hydro	19	19	0,03	0,03	0	0
Green Bond n° 10 juin 2024	EDF Renouvelables	1 439	583	3,83	1,51	0,91	0,42
Green Bond n° 11 septembre 2024	EDF Renouvelables	288	235	0,55	0,31	0,18	0,09
TOTAL		**12 375**	**8 187**	**32,2**	**19,9**	**10,17**	**6,63**

(1) Somme des impacts bruts de chaque projet recevant un Financement Vert correspondant.

(2) Somme des impacts de chaque projet pondérés de la part de l'investissement total financé par le Financement Vert correspondant.

(3) Uniquement lié à la production supplémentaire attendue des investissements de développement, y compris la moitié de la production supplémentaire attendue du projet Romanche-Gavet.

(4) N'inclut pas les acquisitions.

Projets de préservation de la biodiversité :

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- capacité des projets financés : capacité installée à l'issue de la construction de chaque Projet Éligible telle que prévue dans le dossier d'investissement et mise à jour le cas échéant en phase de construction ou de mise en service du projet ;
- production attendue : prévision de production (dite « P50 ») prise en compte au moment de la décision d'investissement de chaque Projet Éligible ;
- émissions de CO_2 évitées : le facteur d'émission moyen du kilowattheure du système électrique est estimé sur la base du mix énergétique du système électrique et des facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production. Le facteur d'émission du projet correspond directement au facteur d'émission ACV de la filière de production du projet. Les mix énergétiques sont ceux publiés par l'United States Environmental Protection Agency (EPA eGRID 2018) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, *Statistics Canada* (2019) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (IEA 2019) pour les autres pays. Les facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production correspondent aux valeurs médianes établies par le Groupement d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et publiées dans son 5e rapport d'évaluation (2014). La méthodologie détaillée est disponible sur demande auprès du siège du groupe EDF. Il est important de noter (i) qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO_2 évitées et (ii) que la production attendue et, par conséquent, les émissions de CO_2 évitées sont des données prévisionnelles estimées et non des données réelles.

Biodiversité

Le tableau ci-dessous présente les principaux indicateurs de suivi associés aux projets de biodiversité ayant bénéficié d'un Financement Vert. L'intégralité de ces projets a été portée par EDF Hydro.

Année(s)	Montant financé (en millions d'euros)	Catégorie	Type de projet	Nombre de projets considérés [1]	Indicateur	Valeur d'indicateur
2017 - 2019 (financé par le *Look Back*)	16	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	7	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	6
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	22		16
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Renaturation/ restauration dont Services écosystémiques	1	Surface concernée (ha)	190
			Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	3
2020	12	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	4	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	6
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	17		17
			Partenariats biodiversité	7	Nombre d'espèces ciblées par les partenariats	20
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	3
2021	11	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	7		11
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	17		17

Année(s)	Montant financé (en millions d'euros)	Catégorie	Type de projet	Nombre de projets considérés [1]	Indicateur	Valeur d'indicateur
2022	12	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	4		8
			Suivis écologiques volontaires	1	Nombre d'espèces inventoriées	96 [3]
			Plan de gestion (essartement)	1	Surface concernée (ha)	340
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Déconstruction d'ouvrages	2	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
2024 (financement en look back de projets 2023 et 2022	5	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence "éviter, réduire et compenser" (mitigation hierarchy) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	4
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	8		10
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Renaturation/ restauration dont Services écosystémiques	1	Surface concernée (ha)	11
			Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	57

(1) 19 projets figurent à la fois dans le reporting d'impact du Look Back et dans celui de l'exercice 2020.

(2) Un projet au barrage d'Esterre dispose des éléments de la mise en conformité des débits réservés et de la continuité écologique ; il est donc compté pour le calcul des indicateurs de ces deux types de projets.

Les opérations à enjeux de continuité écologique consistent essentiellement en la réalisation de « passes à poissons » : dispositifs annexes aux barrages, permettant aux espèces piscicoles de remonter le cours d'eau mais aussi de le redescendre sans dommage il s'agit également d'améliorations apportées aux prises d'eau afin de permettre aux poissons de continuer leur parcours dans le lit naturel du cours d'eau sans être emportés vers les turbines (mise en place de grilles fines).

Les deux opérations de renaturation/ restauration et de compensation écologique sont liées : il s'agit d'opérations au long cours, faisant suite à la mise en service en 2020 du nouvel aménagement de Gavet (90 MW) en Isère.

La construction de l'aménagement ayant nécessité, après mise en œuvre de toutes les mesures d'évitement, la perturbation ou la destruction de l'habitat d'espèces protégées, EDF a procédé à la renaturation des zones impactées, et met en œuvre en compensation une gestion conservatoire de la biodiversité sur les secteurs de l'île Falcon et du Pont de Gavet, soit une surface de 57 hectares. La gestion de ces zones ainsi que le suivi scientifique du bon déroulement de la renaturation dureront 15 années, jusqu'en 2033.

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- **L'indicateur *nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet*** est établi sur la base des listes des espèces cibles des ouvrages rattachées à leurs dossiers d'exécution ou des arrêtés de classement des cours d'eau, et de l'analyse des experts naturalistes d'EDF. S'agissant d'opérations concernant principalement les milieux aquatiques, seules les espèces aquatiques et semi-aquatiques sont comptabilisées, bien que ces projets bénéficient généralement à un spectre plus large d'espèces animales et végétales. Si une espèce profite à plusieurs projets, elle n'est comptabilisée qu'une seule fois ;
- **L'indicateur *nombre d'espèces ciblées par les partenariats*** porte sur les espèces citées nommément dans les conventions partenariales ou dans les rapports d'activités (les familles d'espèces ne sont donc pas comptabilisées). Les partenariats biodiversité couvrent un large panel d'activités, de la sensibilisation à la gestion de foncier ou à la réalisation d'inventaires naturalistes ou de diagnostics d'état écologique ;
- **L'indicateur *surface concernée*** est mesuré en hectares (ha). Il correspond à la surface des projets portant sur la renaturation ou la restauration de milieux.

Projets de distribution d'électricité :

		Sous-catégorie de projet	Indicateur d'impact	Total [2]
Green bond n° 7 - octobre 2022	Enedis Indicateurs opérationnels 2021 et S1 2022	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique [1]	11 938
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	5 181
			Nombre d'installations raccordées	100 444
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	2 950
			dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres	*1 350*
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	5 488 000
Green REPO - juillet 2023	Enedis Indicateurs opérationnels S2 2022	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique [1]	8 987
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	2 061
			Nombre d'installations raccordées	58 410
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	1 015
			dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres	*416*
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	614 000
Green bond n° 8 - août 2023	Enedis Indicateurs opérationnels S1 2023	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique [1]	7 719
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	1 976
			Nombre d'installations raccordées	89 589
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	920
			dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres	*320*
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	592 000
Green bond n° 11 - juin 2024	Enedis Indicateurs opérationnels S2 2023	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique [1]	3 482
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	3 201
			Nombre d'installations raccordées	116 315
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	1 022
			dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres	*422*
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	543 000

(1) Ils comptent chacun, en aval, une ou plusieurs bornes de recharge.

(2) Données de la période, non proratisées du montant de Financement Vert alloué.

EDF ne présente pas de reporting sur le nombre d'émissions de CO_2 évitées pour les capex de l'activité de réseau financés par des Financements Verts, compte-tenu de leur faible quantité.

Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie :

Dans le Document d'Enregistrement Universel EDF a indiqué avoir dépensé 4 456 millions d'euros de capex liés à la production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes en tant qu'activité durable sur le plan environnemental (alignée avec la taxonomie européenne) en 2022, 4 992 millions d'euros en 2023 et 4 962 millions d'euros en 2024.

Parmi ces Capex, 1 milliard d'euros ont été refinancés par le Green Bond n°9, 6 185 millions d'euros par des prêts bancaires, 1 milliard d'euros par le Green Bond n° 10 et 1,15 milliard d'euros et 500 millions de livres sterling par le Green Bond n° 12.

Les tranches prolongées pendant une année donnée produisent à partir de l'année suivante et pour 10 ans. Toutefois la totalité des Capex liés à la production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes est nécessaire pour maintenir les tranches en fonctionnement pendant cette période.

Le calcul de la production évitante de chaque année liée à des capex correspondant à des opérations directement associées à la prolongation de durée de fonctionnement des tranches et refinancés par les Financements Verts tiennent compte de tous ces éléments.

Le calcul des émissions évitées est effectué en prenant pour référence l'intensité carbone moyenne de la production d'électricité européenne (France incluse). Les émissions de CO_2 évitées attendues sont les suivantes :

		Émissions de CO_2 évitées attendues (en Mt/an)
Green bond n° 9 - novembre 2023	EDF	1,82
Prêts bancaires 2024	EDF	2,66
Green Bond n° 10 - juin 2024	EDF	0,51
Green Bond n° 12 - septembre 2024	EDF	1,05

Attestation de l'un des commissaires aux comptes d'Electricité de France S.A. sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2024, des fonds levés en 2024 dans le cadre du *Green Financing Framework* de juillet 2022

Exercice clos le 31 décembre 2024

A l'intention du Président – Directeur Général,

En notre qualité de commissaire aux comptes d'Electricité de France S.A. (« **EDF** » ou l'« **Entité** ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2024, des fonds levés dans le cadre des opérations de financement

(ci-après les « **Financements Verts** ») réalisées par EDF en 2024 et présentées dans le document « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF » (ci-après le « **Document** »), joint à la présente attestation.

Les Financements Verts comprennent :

- les prêts bancaires verts bilatéraux signés en mai 2024 pour un montant total de 6,185 milliards d'euros,
- l'émission obligataire verte de juin 2024 en 3 tranches pour un montant de 3 milliards d'euros,
- l'émission obligataire verte de septembre 2024 en 2 tranches pour un montant de 310 millions de francs suisses,
- l'émission obligataire verte hybride de septembre 2024 en 3 tranches pour un montant cumulé en euros de 1,150 milliard et un montant en livres sterling de 500 millions,
- les billets de trésorerie verts pour un montant maximum de 412 millions d'euros.

Ce Document, incluant les informations relatives aux Financements Verts, établi conformément au *Green Financing Framework* de juillet 2022 (ci-après le « **Framework** »), est destiné à l'information des détenteurs de Financements Verts. Ce Document fait ressortir les « **Informations** », c'est à dire le montant des fonds levés alloués aux dépenses d'investissements (les « **Fonds Alloués** ») des projets éligibles tels que définis dans le Framework (les « **Projets Eligibles** »), au 31 décembre 2024 ainsi que la part des fonds non alloués au 31 décembre 2024.

Ce document a été établi sous votre responsabilité. Les méthodes et les critères d'éligibilité utilisés pour déterminer les Fonds Alloués à des Projets Eligibles sont précisés dans le Framework.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des projets sélectionnés au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework ;
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Eligibles avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité d'EDF, au 31 décembre 2024 ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2024 au regard des critères définis dans le Framework ;
- la cohérence du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2024 avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité d'EDF au 31 décembre 2024 ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, du calcul des émissions de CO_2 évitées en lien avec les Projets Eligibles financés en 2024 avec la méthodologie retenue par EDF pour ce calcul.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis dans le Framework qui ont donné lieu à une opinion de la part du Second Party Opinion Cicero Shades of Green avant l'émission, et, en particulier, de donner une interprétation des termes du Framework ;
- de nous prononcer sur la gestion des fonds issus des émissions une fois leur allocation effectuée ;
- de nous prononcer sur les indicateurs d'impact communiqués dans le Document sauf sur la conformité du calcul des émissions de CO_2 évitées avec la méthodologie retenue par EDF.

Nos travaux, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Nos travaux ont consisté à :

- identifier et mener des entretiens auprès des personnes responsables de la collecte des Informations, auprès des directions en charge des processus de collecte des données et, le cas échéant, des personnes responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques ;
- apprécier le caractère approprié des procédures de reporting des données utilisées par l'Entité pour établir les Informations au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible ;
- vérifier l'existence des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'Entité ;
- examiner les processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle des données, et notamment celles relatives aux fonds alloués et non allouées au 31 décembre 2024 et les réconcilier avec les Informations ;
- vérifier le caractère éligible des projets au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework ;
- vérifier la cohérence des montants des Projets Eligibles, avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité de l'Entité au 31 décembre 2024 ;
- vérifier que le montant des fonds alloués aux Projets Eligibles est inférieur ou égal au montant de ces projets au 31 décembre 2024 ;
- vérifier la conformité du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2024, au regard des critères définis dans le Framework ;
- vérifier la cohérence du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2024 avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité de l'Entité au 31 décembre 2024 ;
- vérifier la conformité du calcul des émissions de CO_2 évitées en lien avec les Projets Eligibles financés en 2024 avec la méthodologie retenue par l'Entité pour ce calcul ;

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de ces travaux, à une équipe indépendante et pluridisciplinaire ayant une expérience en matière de développement durable et de responsabilité sociétale.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles avec les critères d'éligibilité définis dans le Framework ; et
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Eligibles au 31 décembre 2024 avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé au premier paragraphe et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

En notre qualité de commissaire aux comptes d'EDF S.A., notre responsabilité à l'égard de l'Entité est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers, y compris les détenteurs de Financements Verts, étant précisé que nous ne sommes pas partie aux contrats des Financements Verts (incorporant par référence le Framework). Nous ne pourrons être tenus responsables d'aucun dommage, perte, coût ou dépense résultant de l'exécution de ces contrats ou en relation avec ceux-ci.

Cette attestation est régie par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou de la présente attestation, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

Paris-La Défense, le 13 mars 2025

KPMG S.A.

Quentin Henaux
Associé

Jacques-François Lethu
Associé

7.

Informations concernant la société et son capital

7.1	**Informations générales concernant la Société**	**658**
7.1.1	Dénomination sociale, adresse, numéro de téléphone du siège social et site internet	658
7.1.2	Registre du commerce et des sociétés	658
7.1.3	Date de constitution et durée de la Société	658
7.1.4	Forme juridique et législation applicable	658
7.1.5	Litiges	658
7.1.6	EDF entreprise publique chargée de missions de service public	659
7.2	**Actes constitutifs et statuts**	**661**
7.2.1	Objet social et raison d'être	661
7.2.2	Exercice social	661
7.2.3	Répartition statutaire des bénéfices	661
7.2.4	Droits attachés aux actions	661
7.2.5	Cession et transmission des actions	662
7.2.6	Modification des statuts, du capital et des droits de vote	662
7.2.7	Organes d'administration et de direction	662
7.2.8	Assemblées générales	662
7.2.9	Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel	662
7.3	**Informations relatives au capital et à l'actionnariat**	**663**
7.3.1	Montant et évolution du capital social	663
7.3.2	Autodétention et programme de rachat d'actions	664
7.3.3	Capital autorisé mais non émis	664
7.3.4	Autres titres donnant accès au capital	664
7.3.5	Titres non représentatifs du capital	664
7.3.6	Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel	666
7.3.7	Nantissement des titres de la Société	666
7.3.8	Répartition du capital et des droits de vote	667
7.3.9	Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	667
7.3.10	Relations avec les investisseurs	667
7.4	**Opérations avec des apparentés**	**668**
7.4.1	Opérations avec des apparentés	668
7.4.2	Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	668
7.5	**Contrats importants**	**672**
7.5.1	Contrats importants conclus en 2024	672
7.5.2	Contrats importants conclus en 2023	672
7.5.3	Contrats importants conclus en 2022	672

7.1 Informations générales concernant la Société

7.1.1 Dénomination sociale, adresse, numéro de téléphone du siège social et site internet

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est situé : 22-30, avenue de Wagram - 75008 Paris (France).

Le numéro de téléphone est + 33 (0) 1 40 42 22 22.

Le site internet est : www.edf.fr. Les informations figurant sur le site internet de la Société ne font pas partie intégrante du présent document d'enregistrement universel sauf si elles y sont incorporées par référence.

7.1.2 Registre du commerce et des sociétés

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 3511Z.

7.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constituée, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un établissement public industriel et commercial (EPIC), avant d'être transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret d'application du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 19 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les dispositions légales et réglementaires applicables aux sociétés commerciales sous réserve des dispositions spécifiques qui lui sont applicables issues notamment du Code de l'énergie et de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ou par ses statuts.

7.1.5 Litiges

Cette section a pour objet de décrire les principales procédures judiciaires autres que celles visées dans la note 21 « Passifs et actifs éventuels » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir la section 6.1 « comptes consolidés au 31 décembre 2024 ») ainsi que les évolutions significatives desdites procédures intervenues depuis la date d'approbation des comptes jusqu'à la date de dépôt de ce document.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autre procédure administrative, judiciaire ou arbitrale y compris toute procédure dont la Société a connaissance, qui est en suspens ou dont elle est menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe que celles visées ci-dessous et celles figurant dans les comptes consolidés clos au 31 décembre 2024.

Enquête CRE/REMIT

Le 14 décembre 2017, la CRE a ouvert une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading Limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, entre le 1er janvier 2017 et le 30 juin 2018 inclus, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). La CRE a informé EDF, par courrier en date du 14 avril 2023, avoir saisi le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS). Cela ne préjuge en rien de l'issue de la procédure.

Recours par des ONG et des associations contre les autorisations administratives liées aux moyens de production

Un certain nombre d'autorisations et permis liés aux moyens de production du Groupe (ASN, décision préfectorale, décret, arrêté...) font l'objet de contentieux le plus souvent portés par des associations environnementales.

Contentieux des 20 TWh additionnels d'électricité mis à disposition des fournisseurs alternatifs à un prix de 46,20 €/MWh pour la période avril-décembre 2022

Le 13 janvier 2022, le Gouvernement a annoncé des mesures exceptionnelles destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022 dont la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a adressé à l'État, en mai 2022, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. En l'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le décret et les arrêtés associés. Par une décision rendue le 3 février 2023, le Conseil d'État a rejeté ce recours d'EDF.

En parallèle, EDF a adressé à la Première ministre une demande préalable tendant à l'indemnisation du préjudice résultant de la mise en place du dispositif gouvernemental en cause, évalué à fin juin 2022 à 8,34 milliards d'euros. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif. La procédure indemnitaire engagée par EDF devant le tribunal administratif de Paris pour obtenir la réparation intégrale par l'État des préjudices subis par EDF se poursuit.

Framatome

Une procédure d'arbitrage est en cours entre Framatome SAS et Eskom Holding SOC Limited (Eskom), dans le cadre du contrat de remplacement des générateurs de vapeur des unités 1 et 2 de la centrale de Koeberg en Afrique du Sud. Le litige porte notamment sur les conséquences pour Framatome et ses sous-traitants du décalage du remplacement des générateurs de vapeurs en raison de retards imputables à Eskom.

Plaintes Fournisseurs d'EDF

EDF a été informée en avril 2023 de l'ouverture d'une enquête préliminaire par le procureur de la République du tribunal judiciaire d'Avesnes-sur-Helpe concernant les agissements de la société Aciérie et Fonderie de la Haute Sambre (spécialisée dans la fabrication de pièces de fonderie industrielle) et portant notamment sur une suspicion de falsification de données ou d'activités non déclarées dans son usine de Berlaimont (59).

Par ailleurs, à la suite d'une inspection réalisée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire les 8 et 9 février 2024, la société Hachette & Driout a émis un communiqué faisant état de plusieurs irrégularités, identifiées dans le cadre d'audits internes, concernant des pièces fabriquées à destination de l'industrie nucléaire.

Certains prestataires et fournisseurs d'EDF ont fait appel à ces deux sociétés afin de procéder à la fabrication de pièces (composants, équipements ou parties d'équipements) destinées à EDF pour les installations du parc nucléaire existant ou dans le cadre de projets de construction de nouvelles installations.

Dans ce cadre, EDF procède à des analyses afin d'identifier de potentielles irrégularités et d'évaluer les conséquences associées au regard des éléments accessibles.

En parallèle des analyses en cours, EDF a procédé à deux dépôts de plainte le 24 janvier 2024 et le 29 juillet 2024.

Par ailleurs, EDF a demandé à l'ensemble des titulaires de faire preuve d'une vigilance particulière dans le cadre de l'exécution des contrats qu'ils ont conclus.

7.1.6 EDF entreprise publique chargée de missions de service public

7.1.6.1 EDF entreprise publique

En tant qu'entreprise détenue intégralement par l'État (voir la section 7.2.9 « Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel »), EDF est soumise aux dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique et à son décret d'application n° 2014-949 du même jour.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumise à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumise aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4 et L. 133-1 du Code des juridictions financières.

Enfin, la cession d'actions par l'État ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 précitée.

En tant qu'acheteur, EDF est soumise aux règles de la commande publique.

7.1.6.2 Service public en France

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du service public de l'électricité.

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie précisent que le service public de l'électricité assure les missions de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, définie à l'article L. 121-3 du Code de l'énergie, a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Fixée par décret, la PPE établit les priorités d'actions des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental. Elle doit être compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget carbone et la stratégie bas carbone définis par le décret n° 2020-457 du 21 avril 2020.

La PPE définit les objectifs quantitatifs de la programmation et l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisés pour les atteindre. Elle peut être répartie par objectif et par filière industrielle.

La loi relative à l'énergie et au climat adoptée le 8 novembre 2019 a créé une loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC) qui devra fixer les grands objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). Ces trois documents formeront la stratégie française pour l'énergie et le climat. La LPEC devait être adoptée en 2024 mais aucun projet de loi n'a été présenté par le Gouvernement.

Le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 a fixé la PPE pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028. En l'absence de LPEC adoptée, une PPE 3 (2024-2033) sera adoptée par décret.

En application de la loi, EDF a établi un Plan stratégique d'entreprise (PSE) présentant les actions que l'entreprise s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de diversification de la production d'électricité fixés dans la première période de la PPE.

La loi Énergie climat du 8 novembre 2019 précise la procédure concernant le PSE qui devra, désormais porter sur les deux périodes de la PPE, être rendu public à l'exclusion des informations relevant du secret des affaires, et présenter les dispositions d'accompagnement mises en place pour les salariés du fait de la fermeture de centrales nucléaires ou thermiques. En cas d'incompatibilité du PSE avec la PPE, la loi prévoit une mise en demeure suivie, le cas échéant, de sanctions.

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental (Corse, départements et collectivités territoriales d'outre-mer et quelques îles bretonnes). La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l'objet d'une PPE qui leur est propre. Les autres zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, font l'objet d'un volet annexé à la PPE pour la France métropolitaine continentale.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, définie à l'article L. 121-4 du Code de l'énergie, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins ;
- le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics désignés par la loi qui sont en charge de cette mission, qu'ils exercent en métropole dans le respect des règles d'indépendance de gestion : RTE pour le transport, Enedis et les entreprises locales de distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de service public de fourniture d'électricité, définie à l'article L. 121-5 du Code de l'énergie, consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette mission incombe légalement à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

La mission de service public au titre de la fourniture d'électricité peut en outre consister à assurer la fourniture d'électricité de secours, définie aux articles R. 333-17 à R. 333-29 du Code de l'énergie, aux clients raccordés aux réseaux publics et dont le fournisseur est défaillant ou a fait l'objet d'un retrait ou d'une suspension de son autorisation. Dans l'attente de l'organisation des appels à candidatures prévus pour la mise en œuvre du dispositif pérenne de fourniture de secours, l'État a désigné, en novembre 2021, des fournisseurs de secours à titre transitoire (EDF sur les zones de desserte de RTE et d'Enedis, les ELD sur leurs zones de desserte, avec la faculté de transférer cette responsabilité à EDF pour les clients non résidentiels).

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés contribue à la cohésion sociale, notamment au moyen de la péréquation nationale des tarifs.

L'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles interdit aux fournisseurs d'électricité de procéder, pour les résidences principales et pendant la période hivernale (du 1er novembre au 31 mars) à l'interruption de la fourniture d'électricité aux personnes ou familles pour non-paiement des factures, y compris par résiliation de contrat. Les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, dans certains cas, procéder à une réduction de puissance, sauf à l'égard des clients bénéficiant du « chèque énergie ». Celui-ci constitue un titre spécial de paiement permettant aux ménages connaissant des difficultés financières de couvrir une partie de leurs dépenses de consommation d'énergie (électricité, gaz, fioul, etc.) ou de leurs dépenses visant à améliorer la performance énergétique de leur logement.

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenue au maintien de la fourniture d'électricité dans les conditions fixées par cet article et le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau pris pour son application.

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat, qui décline les engagements pris par EDF et par l'État et précise les modalités de compensation financière des engagements de service, demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Engagements d'EDF

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix des tarifs réglementés ;
- la production comprenant la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- le versement des soutiens publics aux énergies renouvelables par EDF Obligation d'Achat, à travers les contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération concernant l'électricité produite par les installations entrant dans le champ des dispositifs ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseaux

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le Tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines dans lesquels les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

7.2 Actes constitutifs et statuts

Dans le présent document d'enregistrement universel, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et modifiés postérieurement.

7.2.1 Objet social et raison d'être

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger, et dans le respect des lois mentionnées à l'article 2 de ses statuts :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique, de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le Code de l'énergie et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues, de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, destinées à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ; et
- plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

La raison d'être de la Société est telle que suit : « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ».

7.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois commençant le 1er janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi ou les statuts et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau. Le Conseil d'administration a également la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions. En outre, l'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10 % du dividende versé aux autres actions, y compris dans le cas de paiement du dividende en actions. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé (voir la section 6.5.2 « Politique de distribution, dividende majoré »).

Les modalités de mise en paiement des distributions votées par l'Assemblée générale, ainsi que les dates de jouissance des actions distribuées, sont fixées par elle ou, à défaut, par le Conseil d'administration, dans les conditions légales. Lorsque le montant des distributions, autres qu'en numéraire, auquel a droit l'actionnaire ne correspond pas à un nombre entier d'actions, ce dernier peut recevoir le nombre d'actions immédiatement inférieur complété d'une soulte en espèces ou, si l'Assemblée générale l'a demandé, le nombre d'actions immédiatement supérieur, en versant la différence en numéraire.

7.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Les actions sont obligatoirement nominatives. Elles donnent lieu à une inscription à un compte ouvert par la Société au nom de chaque actionnaire dans les conditions et selon les modalités prévues par les dispositions légales et réglementaires applicables.

7.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte.

7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

7.2.7 Organes d'administration et de direction

La composition et le fonctionnement des organes d'administration et de direction sont détaillés dans le chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise » (voir les sections 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration » et 4.3 « Direction Générale »).

7.2.8 Assemblées générales

7.2.8.1 Convocations aux assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

7.2.8.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

Tout actionnaire a le droit d'assister aux Assemblées générales et peut choisir une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'assemblée, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (article L. 225-106 du Code de commerce) ou voter à distance.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat et, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant, par voie électronique.

7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel

En vertu de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 100 %. La part de la détention par l'État est, le cas échéant, minorée, dans des proportions inférieures à une limite fixée par décret, du capital détenu par les salariés de l'entreprise et par les anciens salariés adhérents du plan d'épargne de groupe de l'entreprise.

À l'exception de ce qui précède, aucun autre dispositif ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat

7.3.1 Montant et évolution du capital social

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises	**4 168 730 082**
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	2 084 365 041 euros
Actions autodétenues	0

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis, ni autorisé aucune action de préférence.

Les opérations sur le capital au cours des trois derniers exercices ont été les suivantes :

Date de l'opération	**Nature de l'opération**	**Actions créées/ annulées** *(en nombre d'actions)*	**Montant nominal de l'opération** *(en euros)*	**Montant du capital après l'opération** *(en euros)*	**Actions composant le capital après opération** *(en nombre d'actions)*
17/03/2022	Augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription	498 257 960	249 128 980	1 868 467 354	3 736 934 708
21/06/2022	Augmentation de capital – Paiement du solde du dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021	131 545 635	65 772 817,50	1 934 240 171,50	3 868 480 343
25/07/2022	Augmentation de capital réservée aux salariés	18 100 741	9 050 370,50	1 943 290 542	3 886 581 084
16/12/2022	Augmentation de capital par conversion de 882 340 obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes de la Société (« OCEANEs Vertes »)	1 137 336	568 668	1 943 859 210	3 887 718 420
27/02/2023	Augmentation de capital par conversion de 201 OCEANEs Vertes	259	129,50	1 943 859 339,50	3 887 718 679
13/03/2023	Augmentation de capital par conversion de 87 831 655 OCEANEs Vertes	113 215 003	56 607 501,50	2 000 466 841	4 000 933 682
25/05/2023	Augmentation de capital par conversion de 130 784 645 OCEANEs Vertes	168 581 407	84 290 703,50	2 084 757 544,50	4 169 515 089
21/06/2023	Augmentation de capital par conversion de 130 784 645 OCEANEs Vertes	103 504	51 752	2 084 809 296,50	4 169 618 593
31/07/2023	Réduction de capital par voie d'annulation d'actions autodétenues	888 511	444 255,50	2 084 365 041	4 168 730 082

7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions

Néant.

7.3.3 Capital autorisé mais non émis

Néant.

7.3.4 Autres titres donnant accès au capital

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs Vertes) à échéance 14 septembre 2024. Les obligations ont fait l'objet d'une offre au public exclusivement auprès d'investisseurs qualifiés, au sens de l'article 2, point e), du règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France, selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, à l'exception des États-Unis d'Amérique, de l'Australie et du Japon (telle que visée à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier) pour un montant nominal maximum d'environ 2,4 milliards d'euros et un rendement négatif annuel brut de - 1,68 %.

Le 14 septembre, 219 579 139 OCEANEs Vertes ont été émises sous le code ISIN FR0013534518 avec une valeur nominale de 10,93 euros et un prix d'émission de 11,70 euros soit 107 % de la valeur nominale. Elles ne portent pas d'intérêts. L'État a souscrit 87 831 655 OCEANEs Vertes soit 40 % de l'émission et un montant en nominal de 960 millions d'euros.

La Société a décidé qu'en cas d'exercice par les porteurs d'OCEANEs Vertes de l'option de conversion et/ou d'échange desdites OCEANEs Vertes en actions ordinaires de la Société, il sera procédé à la conversion de ces OCEANEs Vertes et à l'émission par la Société de nouvelles actions ordinaires. Le ratio de conversion était à la date de l'émission de 1 OCEANE Verte pour 1 action ordinaire. Il peut faire l'objet d'un ajustement conformément aux termes du contrat d'émission (voir ci-dessous).

Un montant égal au produit net de l'émission sera affecté, directement ou indirectement, au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, de projets éligibles nouveaux ou existants, tels que définis dans le *Green Bond Framework* d'EDF. Les projets éligibles existants qui pourront être refinancés par l'intermédiaire de cette émission avec une période rétrospective maximale de trois ans précédant l'année d'émission des obligations, représentent environ 1,5 milliard d'euros, conformément au *Green Bond Framework* d'EDF.

Cette émission pourra également contribuer au renforcement des fonds propres de la Société, en cas d'exercice par les porteurs de leur option de conversion des OCEANEs Vertes se traduisant par l'émission d'actions nouvelles de la Société.

En considérant une émission d'un montant nominal de 2 399 999 989,27 euros représenté par 219 579 139 obligations d'une valeur nominale unitaire de 10,93 euros, sur la base du ratio de conversion initial, la dilution potentielle serait d'environ 7,1 % du capital de la Société si le droit à l'attribution d'actions était exercé pour l'ensemble des obligations et que la Société décidait de remettre uniquement des actions nouvelles en cas d'exercice du droit à l'attribution d'actions [1].

En 2021, en conséquence de la distribution d'un dividende de 0,21 euro par action et conformément aux stipulations du contrat d'émission le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action EDF par OCEANE Verte. Puis, à la suite de la distribution d'un acompte sur le dividende de 0,30 euro par action, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action EDF par OCEANE Verte, à compter du 2 décembre 2021.

En 2022, après l'augmentation de capital du 7 avril 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,087 action EDF par OCEANE Verte. Puis, lors du versement du dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,124 action EDF par OCEANE Verte à compter du 13 juin 2022. Enfin, en conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français le 23 novembre 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,289 action EDF par OCEANE Verte.

Au 31 décembre 2022, 882 340 OCEANEs Vertes ont été converties en actions nouvelles, sur la période comprise du 24 novembre au 31 décembre 2022, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions. Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 0,57 million d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 9,08 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, 218 696 799 OCEANEs Vertes ont été converties en actions nouvelles, sur la période comprise du 26 janvier au 13 juin 2023, donnant lieu à la création de 281 900 173 actions. Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 140,9 millions d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 2,249 milliards d'euros.

L'intégralité des OCEANEs Vertes a été convertie.

7.3.5 Titres non représentatifs du capital

Emprunts obligataires au 31 décembre 2024

Au 31 décembre 2024, le montant des emprunts obligataires au bilan s'élève à 54 116 millions d'euros (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 18.3.2.1 « Variations des emprunts et dettes financières »), la note 18.3.2.2 « Principaux emprunts du Groupe » donne également le détail des principaux emprunts du Groupe, notamment ce qui relève des EMTN ou d'autres emprunts obligataires. Au 31 décembre 2024, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 047 millions d'euros (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 », note 14.3 « Titres subordonnés à durée indéterminée »).

Programme *Euro Medium Term Notes* (EMTN)

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme dit « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date.

Le 11 juin 2024, EDF a lancé une émission obligataire senior verte sur 3 tranches de 3,0 milliards d'euros :

- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,125 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France ;

(1) Voir la section 6.8 de l'URD 2020 présentant le rapport du Conseil d'administration et des Commissaires aux comptes sur l'émission.

- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement des projets d'énergies renouvelables et des projets hydroélectriques ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,750 %, dont le produit net servira au financement et/ou refinancement de la distribution d'électricité liée notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique.

Le 26 juin 2024, EDF a réalisé une émission d'obligations de 100 millions d'euros d'une maturité de 10 ans indexée sur l'inflation avec un coupon réel fixe de 1,874 %.

Le 21 août 2024, EDF a également lancé une émission obligataire senior verte de 310 millions de francs suisses sur 2 tranches :

- une émission d'obligations d'un montant de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,5650 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 1,7425 %.

Le produit net des obligations vertes sera affecté au financement et/ou au refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF et alignés avec la Taxonomie européenne dans les projets d'énergies renouvelables et les projets hydroélectriques.

Le 10 septembre 2024, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides vertes multidevises sur 3 tranches dont le produit net sera affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF et alignés avec la Taxonomie européenne dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France :

- une émission d'obligations d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon fixe de 5,125 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 5,25 ans, en 2029 ;
- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions d'euros, avec un coupon fixe de 5,625 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 8 ans, en 2032 ;
- une émission d'obligations d'un montant de 500 millions de livres sterling, avec un coupon fixe de 7,375 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société à 11 ans, en 2035.

Le 10 septembre 2024, EDF a également lancé le rachat pour 498,7 millions d'euros d'une souche d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant initial de 1,0 milliard ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026 et pour 621,3 millions de livres sterling d'une souche d'obligations hybrides libellées en livres sterling d'un montant initial de 1,25 milliard ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026.

Le 31 octobre 2024, EDF a réalisé une émission d'obligations senior de 500 millions de livres sterling de maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,500 %.

Le 29 janvier 2025, EDF a exercé son option de remboursement anticipé des obligations hybrides émises le 29 janvier 2013 pour un montant nominal de 1,250 milliard d'euros.

Activité obligataire hors programme EMTN

Le 15 avril 2024, EDF a levé 2,050 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions de dollars américains, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,650 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 650 millions de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,950 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions de dollars américains, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,000 %.

Le 13 mai 2024, EDF a levé 750 millions de dollars canadiens sur 2 tranches d'obligations senior :

- une émission d'obligations d'un montant de 350 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,379 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 400 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,777 %.

Le 18 octobre 2024, EDF a levé 35,8 milliards de yens, soit environ 220 millions d'euros, à travers 2 tranches d'obligations senior sur le marché japonais obligations « Samouraï » :

- une émission d'obligations d'un montant de 28,3 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,172 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 7,5 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,423 %.

Sur les deux exercices antérieurs 2022 et 2023

Le 5 octobre 2022, EDF a également lancé une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros consistant en :

- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions d'euros, d'une maturité de 4 ans et 3 mois avec un coupon fixe de 3,875 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- une émission d'obligations vertes d'un montant de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,75 % ; le produit net de ces obligations vertes sera affecté au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF publié en juillet 2022 [1].

Le 30 novembre 2022, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée pour un montant de 1 milliard d'euros, avec un coupon de 7,5 % et une option de remboursement à 6 ans au gré de la Société.

Le 19 janvier 2023, EDF a lancé une émission obligataire senior multi-devise sur 4 tranches :

- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 9 ans avec un coupon fixe de 4,25 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 450 millions de livres sterling d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 5,50 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 500 millions de livres sterling d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,625 %.

EDF a réalisé, le 28 mars 2023, une émission d'obligations de 99 millions de livres sterling fongible dans l'émission de 500 millions de livres sterling, de maturité de 30 ans émise le 19 janvier 2023.

Le 17 mai 2023, EDF a levé 3 milliards de dollars américains et 500 millions de dollars canadiens sur 5 tranches d'obligations senior :

- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard de dollars américains, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,700 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 6,250 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard de dollars américains, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,900 % ;

(1) Sur le site Internet www.edf.fr.

- une émission d'obligations d'un montant de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 5,993 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 200 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,492 %.

Le 8 juin 2023, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides d'un montant de 1,5 milliard de dollars américains, avec un coupon initial de 9,125 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société de 10 ans, en 2033.

Le 22 juin 2023, EDF a levé 33 milliards de yens, soit environ 213 millions d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais obligations « Samouraï » :

- une émission d'obligations d'un montant de 25,3 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,059 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 2,2 milliards de yens, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 1,355 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 4,4 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,695 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1,1 milliard de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 2,328 %.

Le 7 juillet 2023, EDF a lancé le rachat pour 904 millions de dollars américains d'une souche d'obligations hybrides libellées en dollars américains d'un montant initial de 1,5 milliard de dollars américains ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2024. Le montant en principal des titres visés toujours en circulation à la suite du règlement de l'offre de rachat a fait l'objet d'un remboursement au 22 janvier 2024 à la suite de l'exercice de l'option de remboursement anticipé sur cette souche pour un montant total de 595,641 millions de dollars américains.

Le 21 août 2023, EDF a également lancé une émission obligataire senior verte de 325 millions de francs suisses sur 2 tranches :

- une émission d'obligations d'un montant de 200 millions de francs suisses, d'une maturité de 4 ans avec un coupon fixe de 2,30 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 125 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 2,55 %.

Un montant égal au produit net des obligations vertes sera affecté au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité liés notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique.

Le 28 novembre 2023, EDF a lancé une émission d'obligations senior vertes pour un montant de 1 milliard d'euros, avec une maturité de 3 ans et 6 mois et un coupon de 3,75 %. Il s'agit de la première émission d'obligations vertes dont le montant sera intégralement destiné au parc nucléaire français existant.

7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements de cession de titres de filiales sont décrits aux notes 3.1.1 « Évolutions de périmètre » et 3.2 « Actifs et passifs détenus en vue de leur vente » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 »). Ils concernent principalement les activités d'Edison, en particulier les activités de stockage de gaz, des éléments de compléments de prix sur la cession de son activité E&P et la cession de sa participation dans Elpedison.

À l'exception des engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités », EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

7.3.7 Nantissement des titres de la Société

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2024		Situation au 31/12/2023		Situation au 31/12/2022	
	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital
État	4 168 730 082	100,00	4 168 730 082	100,00	3 460 481 557 (1)	89,01
Institutionnels et particuliers	n/a	n/a	n/a	n/a	364 680 320	9,38
Actionnariat salarié	n/a	n/a	n/a	n/a	61 668 032 (2)	1,59
Actions autodétenues	n/a	n/a	n/a	n/a	888 511	0,02
TOTAL	**4 168 730 082**	**100**	**4 168 730 082**	**100**	**3 887 718 420**	**100**

(1) La participation de l'État au capital social d'EDF inclut les actions EDF détenues par Bpifrance.

(2) Ce nombre comprend d'une part 57 796 177 actions (représentant 1,49 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF », « EDF Classique » et « EDF ORS » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 3,872 millions d'actions, représentant 0,10 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

Concernant les droits de vote théoriques et exerçables en Assemblée générale, l'État français détient, au 31 décembre 2024, 100 % des droits de vote théoriques et exerçables en Assemblée générale.

7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société.

En outre, conformément à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, le capital social d'EDF est détenu à 100 % par l'État (1).

7.3.10 Relations avec les investisseurs

L'équipe Relations Investisseurs d'EDF a rejoint la Direction Impact, elle-même faisant partie de la Direction Performance Impact Investissements et Finance. Elle établit un dialogue permanent avec les marchés financiers dans le respect de la réglementation. L'objectif est que le marché dispose des éléments de valorisation de l'entreprise dans la durée, en expliquant sa stratégie, son modèle de développement et son environnement.

Ainsi, le Groupe publie de nombreux supports de communication portant sur sa stratégie, son modèle d'affaire, sa performance financière et extra-financière et ses perspectives, ainsi que les différents événements qui impactent son activité. De plus, tout au long de l'année, l'équipe Relations Investisseurs entretient des échanges avec le marché lors de réunions physiques ou virtuelles, de conférences, de *roadshows*, notamment en vue des prochaines émissions obligataires.

Ce dialogue avec les marchés financiers vise à entretenir une image cohérente et fidèle du groupe EDF auprès des analystes et des investisseurs, afin notamment que ces derniers soient en mesure d'apprécier les performances opérationnelles, financières et extra-financières ainsi que les perspectives d'évolution du Groupe.

En 2024, la publication des résultats financiers du Groupe au pas semestriel a fait l'objet d'une présentation lors d'une conférence de presse par le Président-Directeur Général et d'une conférence téléphonique au cours de laquelle le Directeur Financier a aussi répondu aux questions des investisseurs et des analystes financiers.

(1) La part de la détention par l'État est, le cas échéant, minorée, dans des proportions inférieures à une limite fixée par décret, du capital détenu par les salariés de l'entreprise et par les anciens salariés adhérents du plan d'épargne de groupe de l'entreprise.

7.4 Opérations avec des apparentés

7.4.1 Opérations avec des apparentés

Les informations concernant le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des normes IFRS au titre de l'exercice 2024 figurent dans la note 23 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 »).

Y sont détaillées :

- les relations avec l'État ;
- les relations avec Engie ;
- les relations avec Orano et les entreprises du secteur public ;
- les principales transactions avec les entreprises associées du périmètre de consolidation.

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit ci-dessous à la section 7.4.2 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées ».

7.4.2 Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

(Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024)

A l'assemblée générale de la société

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R.225-31 du code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R.225-31 du code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

CONVENTIONS SOUMISES A L'APPROBATION DE L'ASSEMBLEE GENERALE

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L.225-40 du code de commerce, nous avons été avisés de la convention suivante conclue au cours de l'exercice écoulé qui a fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.

1. Cession d'une action de préférence de catégorie B de la Société GEAST par l'Etat français à EDF

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF.

Nature, objet et modalités : le contrat de cession a pour objet la cession d'une action de préférence de catégorie B de la société GEAST par l'Etat français au profit d'EDF pour un prix total de un euro.

Cette cession intervient à la suite de la réalisation de l'acquisition par EDF des activités nucléaire « Steam Power » de GE Vernova le 31 mai 2024 (l'« Acquisition »). La cession de cette action, en date du 2 juillet 2024, était subordonnée à l'obtention d'un arrêté du Ministre chargé de l'économie et des finances autorisant l'Acquisition.

Votre Conseil d'administration réuni le 28 juin 2024 a préalablement autorisé la signature par EDF du contrat de cession, considérant que cette opération permettait à EDF de détenir 100 % du capital de GEAST et d'en simplifier la gouvernance, et qu'il était donc dans l'intérêt d'EDF de conclure ledit contrat de cession et de réaliser ladite cession à la suite de la réalisation de l'Acquisition.

CONVENTIONS DEJA APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R.225-30 du code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

1. Protocole transactionnel relatif à l'indemnisation par l'État français de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : le protocole a pour objet de fixer les chefs de préjudices ainsi que les modalités de calcul de l'indemnisation à recevoir par EDF de l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim. La conclusion de ce protocole transactionnel, signé le 27 septembre 2019, a été autorisée par le Conseil d'administration réuni les 4 avril et 20 septembre 2019.

Ce protocole a fait l'objet d'un avenant signé le 25 juillet 2022, comme mentionné au paragraphe 1 de la troisième partie du présent rapport (Conventions autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs et ne pouvant être approuvées par l'assemblée générale).

L'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale. À ce titre, EDF a reçu une indemnité de 370 millions d'euros le 14 décembre 2020. Le produit de cette indemnité est reconnu au compte de résultat en subvention d'exploitation au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses, soit un montant de 36 millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
- de versements ultérieurs correspondants aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de productions futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex-post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Ce second chef d'indemnisation n'a pas eu d'effet au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

2. Contrat de cession entre EDF, Areva SA et Areva NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital de New NP (désormais dénommée Framatome) et autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession par Areva SA de sa participation dans le capital de New NP (désormais dénommée Framatome)

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et d'Areva SA.

Nature, objet et modalités : EDF a conclu dans le cadre des opérations d'acquisition par EDF de la société New NP les contrats suivants :

(i) un contrat de cession entre EDF, Areva SA et Areva NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital d'une société New NP (désormais dénommée Framatome) détenue à 100 % par Areva NP, filiale d' Areva SA. Le contrat d'acquisition final portant sur 75,5 % du capital de Framatome, a été autorisé par votre Conseil d'administration du 14 décembre 2017 et signé le 22 décembre 2017 ; l'acquisition a été réalisée le 31 décembre 2017, pour un montant de 1.868 millions d'euros hors frais d'acquisition ;

(ii) d'autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession précitée, préalablement autorisés par votre Conseil d'administration lors de ses séances des 23 juin 2017 et 14 décembre 2017, à savoir :

- le contrat final de cession signé par EDF le 14 décembre 2017 relatif à l'acquisition de 19,5 % des titres Framatome par MHI auprès d'Areva SA et d'Areva NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF ;
- le contrat final de cession signé par EDF le 14 décembre 2017 relatif à l'acquisition de 5 % des titres Framatome par Assystem auprès d' Areva SA et d' Areva NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF.

Comme mentionné dans le rapport spécial des commissaires aux comptes en date du 13 mars 2023 à destination de l'Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022, EDF a reversé en 2022 34 millions d'euros à Framatome et 13 millions d'euros aux sociétés MHI et Assystem à proportion de leur participation dans le capital de Framatome, soit un montant respectivement de 10 millions d'euros et 3 millions d'euros. En 2024, aucun versement impactant la trésorerie d'EDF n'a été réalisé.

CONVENTIONS AUTORISEES ET CONCLUES AU COURS DES EXERCICES ANTERIEURS ET NON APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

Nous portons à votre connaissance les conventions suivantes, autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs, qui figuraient dans notre rapport spécial sur les conventions réglementées relatif à l'exercice 2023 et qui n'ont pas été approuvées par l'assemblée générale statuant sur les comptes des exercices antérieurs.

1. Pacte d'actionnaires entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, concernant la société Coentreprise de Transport d'Electricité - CTE, maison-mère de RTE

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF SA, et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités : l'accord, signé le 14 décembre 2016 et mis en œuvre le 31 mars 2017 entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, a permis l'acquisition par ces dernières d'une participation indirecte de 49,9 % dans le capital de RTE, par l'intermédiaire de la société CTE, ainsi que la mise en place des modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE, notamment par la conclusion d'un pacte d'actionnaires.

Ce pacte d'actionnaires a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2024.

2. Convention conclue entre l'Etat français, EDF, la Caisse des Dépôts, CNP Assurances et la société CTE relative à la gouvernance de CTE et de RTE

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF, partie prenante à l'accord et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet et modalités : cette convention conclue entre EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, CTE et l'Etat français, a notamment pour objet de formaliser l'engagement de l'Etat de limiter à deux le nombre de ses représentants au Conseil de surveillance de RTE.

Cette convention a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2024.

CONVENTIONS AUTORISEES ET CONCLUES AU COURS DES EXERCICES ANTERIEURS ET NE POUVANT ETRE APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

Nous portons à votre connaissance les conventions suivantes, autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs, qui figuraient dans le rapport spécial sur les conventions réglementées relatif à l'exercice 2022 et qui n'ont pas pu être approuvées juridiquement par l'assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice 2022, l'Etat Français étant l'actionnaire unique de la société.

1. Avenant au protocole transactionnel relatif à l'indemnisation d'EDF par l'Etat français du fait de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial (au moment de l'autorisation par le Conseil d'administration), puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : comme mentionné au paragraphe 1 de la deuxième partie du présent rapport (Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale), un protocole transactionnel relatif à l'indemnisation d'EDF par l'Etat français dans le cadre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim (le « Protocole Transactionnel ») a été signé le 27 septembre 2019.

A la demande des services de l'Etat français, il a été décidé d'apporter par voie d'avenant, signé le 25 juillet 2022, certaines modifications du Protocole Transactionnel visant à préciser les modalités pratiques de son application, afin notamment d'assurer une meilleure prévisibilité budgétaire pour l'Etat français, et sans remettre en cause les principes et l'équilibre définis par le Protocole Transactionnel.

Votre Conseil d'administration réuni le 15 décembre 2021 a préalablement autorisé la conclusion de cet avenant au Protocole Transactionnel, considérant qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure ledit avenant puisque les modifications apportées au Protocole Transactionnel ont été négociées par EDF au mieux de ses intérêts et ne remettaient pas en cause les stipulations déjà arrêtées dans le Protocole.

Cette convention a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2024.

2. Conventions conclues par EDF dans le cadre du projet d'acquisition des activités nucléaires « *Steam Power* » de General Electric

Le 10 février 2022, EDF et General Electric Company (GE) ont signé un accord d'exclusivité (MOU) concernant le projet d'acquisition par EDF des activités nucléaires (hors activités de service menées en Amérique) « Steam Power » de GE (« GE Steam Power »).

Votre Conseil d'administration réuni le 3 novembre 2022 a préalablement autorisé la conclusion des conventions suivantes, dans le cadre de la signature par EDF du contrat d'acquisition portant sur les activités GE Steam Power qui est intervenue le 4 novembre 2022 (le « Contrat d'Acquisition »).

Ces conventions ont continué à produire leurs effets au cours de l'exercice 2024.

2.1 Adhésion par EDF au protocole signé entre General Electric Company et l'Etat français le 10 février 2022

Personnes concernées : l'Etat français, représenté à compter du 23 septembre 2022 par Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : concomitamment à la signature du MOU mentionné ci-dessus, GE et l'Etat français ont signé, le 10 février 2022, un protocole (le« Protocole») dont l'objet est de prévoir (i) la résiliation, comme décrit ci-après aux paragraphes 2.2, 2.3 et 2.4 du présent rapport, des deux contrats-cadres et des accords de licence y afférents, conclus en 2014 lors de l'acquisition par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom et (ii) des engagements de l'Etat français en sa qualité d'actionnaire de la société GEAST dans le cadre de l'acquisition par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power.

Simultanément à la signature du Contrat d'Acquisition et conformément aux dispositions de ce dernier, EDF a adhéré au Protocole en le signant le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, et l'Etat français, sans charge financière pour EDF.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF d'adhérer au Protocole car son adhésion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition.

2.2 Convention de résiliation du contrat-cadre de pérennité du parc nucléaire existant, conclu lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'Etat français, représenté à compter du 23 septembre 2022 par Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation du contrat-cadre qui avait été conclu entre EDF, GE, Alstom SA et l'État français le 4 novembre 2014 et qui portait sur des engagements de fourniture de services au parc nucléaire existant du groupe EDF afin de garantir la pérennité du parc nucléaire en exploitation, dans le cadre de l'acquisition en 2014 par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom.

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, l'Etat français et GEAST, est sans charge pour EDF.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, le contrat cadre appelé à être résilié lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

2.3 Convention de résiliation du contrat-cadre sur les nouveaux projets nucléaires, conclu lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'Etat français représenté Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et Monsieur Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 23 novembre 2022) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 25 novembre 2022).

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation du contrat-cadre qui avait été conclu entre EDF, Areva NP (Framatome étant venue aux droits d'Areva NP en 2017), GE, Alstom SA et l'État français le 4 novembre 2014 et qui portait sur des engagements relatifs à des remises d'offres basées sur la technologie Arabelle pour les nouveaux projets nucléaires, dans le cadre de l'acquisition en 2014 par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom.

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, l'Etat français, Framatome et GEAST, est sans charge pour EDF, ainsi que pour Framatome.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, le contrat cadre appelé à être résilié lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

2.4 Convention de résiliation des accords de licence conclus lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'Etat français représenté Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et actionnaire à 100 % de la société SPVPI, et Monsieur Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 23 novembre 2022) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 25 novembre 2022).

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation des contrats de licence suivants, associés aux contrats cadres conclus en 2014 lors de l'acquisition par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom :

- contrat de licence des droits de propriété intellectuelle SPV pour le parc existant EDF, conclu entre Alstom Technologie AG, SOGEPA, GE, Alstom SA et EDF, et
- contrat de licence des droits de propriété intellectuelle SPV pour les nouveaux projets nucléaires, conclu entre Alstom Technologie AG, SOGEPA, GE, Alstom SA, EDF et Areva NP (Framatome étant venue aux droits d'Areva NP en 2017).

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Technology GmbH, General Electric Company, Framatome, SPVPI et GEAST, est sans charge pour EDF, ainsi que pour Framatome.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, les contrats de licence appelés à être résiliés lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris-la-Défense, le 14 mars 2025

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit		**KPMG SA**	
Séverine SCHEER	Cédric HAASER	Marie GUILLEMOT	Jacques-François LETHU

7.5 Contrats importants

Outre les conventions réglementées figurant dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes, des contrats éventuellement décrits dans les chapitres 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités », 5 « Performance financière et perspectives » ou à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2024 » dans l'annexe aux comptes consolidés du présent document d'enregistrement universel, les contrats importants du Groupe, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, conclus au cours des trois derniers exercices sociaux sont les suivants :

7.5.1 Contrats importants conclus en 2024

Les contrats importants conclus en 2024, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat d'acquisition d'une participation minoritaire de 5 % dans le capital de Framatome auprès d'Assystem (25 janvier 2024) ;
- contrat d'acquisition des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (à l'exception des activités de services sur le continent américain) par EDF exécuté à la suite de l'accord définitif signé le 4 novembre 2022 et de la levée de l'ensemble des conditions suspensives (31 mai 2024) ;
- contrat d'acquisition de 100 % d'Allentis par Framatome, filiale du groupe EDF (4 novembre 2024).

7.5.2 Contrats importants conclus en 2023

Les contrats importants conclus en 2023, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat de cession de 49 % du capital de trois sociétés de projets opérant des parcs éoliens en France (puissance installée de 160 MW) par EDF Renouvelables France à la société espagnole PonteGadea Inversiones SL (27 décembre 2023) ;
- contrat d'acquisition d'une participation majoritaire dans le capital de la société Jeumont Electric par Framatome et d'une participation minoritaire par Naval Group, représentant 100 % du capital et des droits de vote, auprès d'Altawest (6 octobre 2023).

7.5.3 Contrats importants conclus en 2022

Les contrats importants conclus en 2022, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat de cession de 100 % du capital d'EDF Energy Services LLC (EDFES) ayant pour objet l'activité de détail d'EDF Trading North America par EDF Trading Limited, filiale à 100 % d'EDF à BP (12 septembre 2022) ;
- contrat de cession de la participation d'EDF dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas à EPH, producteur et gestionnaire de réseau d'électricité tchèque (27 septembre 2022) ;
- contrat d'acquisition de SPIE UK par Imtech, filiale de Dalkia et du groupe EDF (27 octobre 2022) ;
- contrat d'acquisition des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires par EDF (4 novembre 2022) ;
- contrat de cession de 100 % du capital de la filiale irlandaise Suir Engineering Ltd au fonds d'investissement britannique Duke Street par Imtech, filiale de Dalkia et d'EDF Energy (11 novembre 2022).

8.

Informations complémentaires

8.1 Personne responsable du Document d'enregistrement universel et attestation 674

8.1.1 Responsable du Document d'enregistrement universel 674

8.1.2 Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel 2024 contenant le rapport financier annuel 674

8.2 Responsables du contrôle des comptes - Commissaires aux comptes 674

8.3 Documents accessibles au public - LEI 675

8.4 Tables de concordance 676

8.4.1 Table de concordance avec l'annexe I et II du règlement (CE) n° 2019/980 676

8.4.2 Table de concordance avec le rapport de gestion 678

8.4.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise 680

8.4.4 Table de concordance avec le rapport financier annuel 680

8.5 Glossaire 681

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation

8.1.1 Responsable du document d'enregistrement universel

Luc Rémont, Président-Directeur Général d'EDF.

8.1.2 Attestation du responsable du document d'enregistrement universel 2024 contenant le rapport financier annuel

J'atteste que les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes annuels et les comptes consolidés sont établis conformément au corps de normes comptables applicable et donnent une image fidèle et honnête des éléments d'actif et de passif, de la situation financière et des profits ou pertes de l'émetteur et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion inclus dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des résultats de l'entreprise et de la situation financière de l'émetteur et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels ils sont confrontés et qu'il a été établi conformément aux normes d'information en matière de durabilité applicables.

Luc Rémont,

Président-Directeur Général d'EDF

8.2 Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes

KPMG SA

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris-La Défense Cedex, représentée par Marie Guillemot et Jacques-François Lethu.

PricewaterhouseCoopers Audit

63, rue de Villiers, 92200 Neuilly-sur-Seine, représentée par Séverine Scheer et Cédric Haaser.

KPMG SA, Commissaire aux comptes titulaire, a été renouvelée par l'Assemblée générale ordinaire du 28 juin 2023 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028.

PriceWaterhouse Coopers Audit SAS, Commissaire aux comptes titulaire, a été nommée par l'Assemblée générale ordinaire du 28 juin 2023 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028.

Les Commissaires aux comptes, ci-avant désignés, ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document d'enregistrement universel.

8.3 Documents accessibles au public – LEI

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques de la Société déposées auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante : www.edf.fr. Une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08.

Le numéro LEI d'EDF est le 549300X3UK4GG3FNMO06.

L'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible sur le site internet de la Société[1].

La Société a mis en place une période d'embargo de 15 jours calendaires avant l'annonce des résultats annuels et semestriels (*quiet period*) pendant laquelle aucune information nouvelle sur la marche des affaires et les résultats d'EDF ne doit être délivrée aux analystes financiers et aux investisseurs, afin de ne pas courir le risque de communiquer des informations financières parcellaires pouvant conduire leurs destinataires à anticiper les résultats d'EDF avant leur publication.

En application de l'article 19 du règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil du 14 juin 2017, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document :

- les principales rubriques prévues par les Annexes 1 et 2 du règlement délégué (UE) 2019/980 du 14 mars 2019 ;
- les informations qui constituent le rapport financier annuel prévu par les articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'AMF ;
- les informations qui constituent le rapport de gestion du Conseil d'administration prévu par le Code de commerce incluant notamment l'état de durabilité et le rapport sur le gouvernement d'entreprise ;
- le document d'enregistrement universel 2023 du groupe EDF (URD 2023) déposé auprès de l'AMF le 4 avril 2024 référence D.24-0238 ;
- le document d'enregistrement universel 2022 du groupe EDF (URD 2022) déposé auprès de l'AMF le 21 mars 2023 référence D.23-0122 ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2023 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant au chapitre 6 de l'URD 2023 ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2022 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant au chapitre 6 de l'URD 2022 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, figurant au chapitre 5 de l'URD 2023 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, figurant au chapitre 5 de l'URD 2022.

(1) www.edf.fr.

8.4 Tables de concordance

8.4.1 *Table de concordance avec l'annexe I et II du règlement (CE) n° 2019/980*

La table de correspondance ci-après permet d'identifier les informations requises par les annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 conformément au schéma du présent Document d'enregistrement universel :

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Paragraphes de l'URD
1. Personnes responsables, information provenant de tiers, rapport d'experts et approbation de l'autorité compétente	
1.1. Identité des personnes responsables	8.1.1
1.2. Déclaration des personnes responsables	8.1.2
1.3. Nom, adresse, qualifications et intérêts potentiels des personnes intervenant en qualité d'experts	n/a
1.4. Attestation relative aux informations provenant d'un tiers	n/a
1.5 Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente	Page 3
2. Contrôleurs légaux des comptes	
2.1. Identité des contrôleurs légaux	8.2
2.2. Changements antérieurs	n/a
3. Description des risques importants	**Chapitre 2**
4. Informations concernant l'émetteur	
4.1. Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	7.1.1
4.2. Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2 et 8.3
4.3. Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	7.1.3
4.4. Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine dans lequel il est constitué, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	7.1.1 et 7.1.4
5. Aperçu des activités	
5.1. Principales activités	
5.1.1. Nature des opérations	1.4
5.1.2. Nouveaux produits et services importants	n/a
5.2. Principaux marchés	1.4
5.3. Événements importants dans le développement des activités	1.4, 5.1.2 et 5.1.3
5.4. Stratégie et objectifs	1.3
5.5. Dépendance de l'émetteur à l'égard des brevets, licences, contrats et procédés de fabrication	1.5
5.6. Déclaration sur la position concurrentielle	2.1.1
5.7. Investissements	
5.7.1. Investissements importants réalisés	1.1, 5.1.4.2 et 6.1 (note 10.6)
5.7.2. Principaux investissements en cours ou que compte réaliser l'émetteur à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements fermes et méthodes de financement	6.1 (note 10.3)
5.7.3. Coentreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.1 (note 12)
5.7.4. Questions environnementales	Chapitre 3
6. Structure organisationnelle	
6.1. Description sommaire du Groupe	1.2.1 et 1.2.2
6.2. Liste des filiales importantes	1.2.1
7. Examen de la situation financière et du résultat	
7.1. Situation financière	
7.1.1. Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	Chapitres 3, 5, 6
7.1.2. Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.3 et 1.5
7.2. Résultats d'exploitation	
7.2.1. Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	1.2.3, 5.1.2 et 5.1.3
7.2.2. Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	5.1.4
8. Trésorerie et capitaux	
8.1. Information sur les capitaux	7.3 et 6.1 (note 14)

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Paragraphes de l'URD
8.2. Flux de trésorerie	6.1 (notes 10.4, 10.6 et 13.1)
8.3. Besoins de financement et structure de financement	6.1 (note 18.3)
8.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	n/a
8.5. Sources de financement attendues	n/a
9. Environnement réglementaire	
9.1. Description de l'environnement réglementaire et toute mesure ou facteur de nature administrative, économique, budgétaire, monétaire ou politique	1.4
10. Informations sur les tendances	
10.1. Description des principales tendances et de tout changement significatif de performance financière du Groupe depuis la fin du dernier exercice	5.1.1 et 5.1.2
10.2. Événement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	5.4
11. Prévisions ou estimations du bénéfice	
11.1. Prévisions ou estimations de bénéfice publiées	n/a
11.2. Déclaration énonçant les principales hypothèses de prévision	n/a
11.3. Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité des méthodes comptables	n/a
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	
12.1. Informations concernant les membres	
Nom, adresse professionnelle et fonction	4.2.1 et 4.3.1
Nature de tout lien familial existant	4.4
Expertise et expérience	4.2.1 et 4.3.2
Déclaration de non-condamnation	4.4.2
12.2. Conflits d'intérêts	4.4.1
13. Rémunération et avantages	
13.1. Rémunération versée et avantages en nature	4.5
13.2. Provisions pour pensions et retraites	4.5
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	
14.1. Date d'expiration des mandats	4.2.1 et 4.2.2.1
14.2. Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance à l'émetteur	4.4.3
14.3. Informations sur les Comités d'audit et le Comité de rémunération	4.2.3
14.4. Déclaration de conformité et de non-conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1
14.5. Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.2.2
15. Salariés	
15.1. Nombre de salariés	3.3.2
15.2. Participations et stock-options	n/a
15.3. Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	n/a
16. Principaux actionnaires	
16.1. Actionnaires détenant plus de 5 % du capital à la date du document d'enregistrement	7.3.8
16.2. Existence de droits de vote différents	7.2.4
16.3. Contrôle direct ou indirect	7.3
16.4. Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	7.3.9
17. Transactions avec des parties liées	
17.1 Détail des transactions	7.4
18. Informations financières concernant l'actif et le passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur	
18.1. Informations financières historiques	
18.1.1. Informations financières historiques auditées pour les trois derniers exercices et le rapport d'audit	6.1
18.1.2. Changement de date de référence comptable	n/a
18.1.3. Normes comptables	6.1
18.1.4. Changement de référentiel comptable	n/a
18.1.5. Informations financières en normes comptables françaises	6.1

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Paragraphes de l'URD
18.1.6. États financiers consolidés	6.1
18.1.7. Date des dernières informations financières	31 décembre 2024
18.2. Informations financières intermédiaires et autres	
18.2.1. Informations financières trimestrielles ou semestrielles	n/a
18.3. Audit des informations financières annuelles historiques	
18.3.1. Audit indépendant des informations financières annuelles historiques	6.2
18.3.2. Autres informations auditées	n/a
18.3.3. Sources et raisons pour lesquelles des informations n'ont pas été auditées	n/a
18.4. Informations financières pro forma	n/a
18.5. Politique en matière de dividendes	6.5
18.5.1. Description de la politique de distribution de dividendes et de toute restriction applicable	6.5
18.5.2. Montant du dividende par action	6.5.1
18.6. Procédures administratives, judiciaires et d'arbitrage	
18.6.1. Procédure ayant un effet potentiel sur la situation financière du Groupe	2.2, 6.1 (notes 5 et 21) et 7.1.5
18.7. Changement significatif de la situation financière	6.6.2
19. Informations supplémentaires	
19.1. Capital social	
19.1.1. Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	7.3.1, 7.3.3 et 6.1 (note 14)
19.1.2. Informations relatives aux actions non représentatives du capital	7.3.5
19.1.3. Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	7.3.1 et 7.3.2
19.1.4. Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	7.3.4
19.1.5. Informations sur les conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital	7.2.4, 7.2.5 et 7.3.3
19.1.6. Informations sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option et le détail de ces options	7.3.6
19.1.7. Historique du capital social	7.3.1
19.2. Acte constitutif et statut	
19.2.1. Registre et objet social	7.1.2 et 7.2.1
19.2.2. Droits, privilèges et restrictions attachés à chaque catégorie d'actions	7.2.4
19.2.3. Disposition ayant pour effet de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	7.2.9
20. Contrats importants	7.5
21. Documents disponibles	8.3

8.4.2 *Table de concordance avec le rapport de gestion*

Le présent document d'enregistrement universel inclut les éléments du rapport de gestion relatif à l'exercice 2024 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 232-1 II et L. 22-10-35 du Code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du présent document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Élément requis	Texte de référence	Paragraphes de l'URD
1. Situation et activité du Groupe		
1.1. Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	L. 232-1, II, 1°, L. 232-1, I et II, L. 233-6 et L. 233-26 du Code de commerce	Chapitre 5
1.2. Indicateurs clés de performance de nature financière	L. 232-1, II, 4°, du Code de commerce	1.1 et 5
1.3. Indicateurs clés de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	L. 232-1, II, 4° du Code de commerce	Chapitre 3
1.4. Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	L. 232-1, II, 1° et L. 233-26 du Code de commerce	5.2 et 5.3
1.5. Identité des principaux actionnaires et détenteurs des droits de vote aux Assemblées générales et modifications intervenues au cours de l'exercice	L. 233-13 du Code de commerce	7.3.8
1.6. Succursales existantes	L. 232-1, II, 3° du Code de commerce	6.6.5

Élément requis	Texte de référence	Paragraphes de l'URD
1.7. Prises de participation significatives dans les sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	L. 233-6 al. 1 du Code de commerce	1.2.1 et 6.1 (note 3)
1.8. Aliénations des participations croisées	L. 233-29, L. 233-30 et R. 233-19 du Code de commerce	n/a
1.9. Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	5.1.6
1.10. Activités en matière de recherche et de développement	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	1.5
1.11. Tableau faisant apparaître les résultats de la société au cours de chacun des cinq derniers exercices	R. 225-102 du Code de commerce	6.6.1
1.12. Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	L.441-14 et D. 441-6 du Code de commerce	6.6.3
1.13. Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration du commissaire au compte	L. 511-6, 3 bis et R. 511-2-1-3 du Code monétaire et financier	6.6.4
2. Contrôle interne et gestions des risques		
2.1. Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	L. 232-1, II, 5° du Code de commerce	2.2
2.2. Indications sur les risques financiers liés aux effets du changement climatique et la présentation des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité	L. 232-6-3 du Code de commerce	2.2.5
2.3. Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	L. 22-10-10 7° du Code de commerce	2.1
2.4. Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principale de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	L. 232-1, II, 6° du Code de commerce	5.1.7
2.5. Dispositions anti-corruption	Loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 dite « Sapin II »	3.4.4
2.6. Plan de vigilance et compte-rendu de sa mise en œuvre effective	L. 225-102-4 du Code de commerce	3.6
3. Rapport sur le Gouvernement d'entreprise		**Voir la table de concordance 8.4.3**
4. Actionnariat et capital		
4.1. Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	L. 233-13 du Code de commerce	7.3
4.2. Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	L. 225-211 du Code de commerce	7.3.2
4.3. État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	L. 225-102, al. 1 du Code de commerce	7.3.8
4.4. Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	n/a
4.5. Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	L. 621-18-2 du Code monétaire et financier	n/a
4.6. Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	243 *bis* du Code général des impôts	6.5.1
5. État de durabilité		**Chapitre 3**
6. Autres informations		
6.1. Informations fiscales complémentaires	223 *quater* et 223 *quinquies* du Code général des impôts	n/a
6.2. Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	L. 464-2 du Code de commerce	n/a

8.4.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise

Le présent document d'enregistrement universel inclut tous les éléments du rapport du Conseil d'administration de la Société visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise du Conseil d'administration est constitué des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau, ci-dessous, et est inclus dans le rapport de gestion dans une section « Gouvernement d'entreprise » :

Gouvernement d'entreprise/mandataires sociaux Section intégrant les éléments du rapport sur le gouvernement d'entreprise	Texte de référence	Paragraphes de l'URD
Informations sur les rémunérations		4.5
Informations sur la gouvernance		
3.1. Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	L. 225-37-4, 1° du Code de commerce	4.2.1
3.2. Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	L. 225-37-4, 2° du Code de commerce	7.4.2 et 6.1 (notes 12 et 23)
3.3. Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée générale en matière d'augmentations de capital	L. 225-37-4, 3° du Code de commerce	7.3.3
3.4. Modalités d'exercice de la Direction Générale	L. 225-37-4, 4° du Code de commerce	4.3
3.5. Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	L. 22-10-10, 1° du Code de commerce	4.2
3.6. Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	L. 22-10-10, 2° du Code de commerce	4.2.1
3.7. Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	L. 22-10-10, 3° du Code de commerce	4.2.2
3.8. Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe *comply or explain*	L. 22-10-10, 4° du Code de commerce	4.1
3.9. Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée générale	L. 22-10-10, 5° du Code de commerce	7.2.8.2
3.10. Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	L. 22-10-10, 6° du Code de commerce	n/a
3.11. Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'Offre publique d'achat ou d'échange	L. 22-10-11 du Code de commerce	n/a

8.4.4 Table de concordance avec le rapport financier annuel

Le présent document d'enregistrement universel inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2024 établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du présent document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Paragraphes de l'URD
1. Comptes annuels d'EDF	6.3
2. Comptes consolidés du groupe EDF	6.1
3. Rapport de gestion (informations minimales au sens de l'article 222-3 du règlement général de l'AMF)	8.4.2
4. Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	8.1.2
5. Rapports des contrôleurs légaux des comptes sur les comptes sociaux et les comptes consolidés	6.2 et 6.4

8.5 Glossaire

AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique, basée à Vienne (Autriche).
ANDRA	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs. Établissement public à caractère industriel et commercial créé à la suite de la loi du 30 décembre 1991, chargé de la gestion à long terme des déchets radioactifs.
ASN/ASNR	Autorité de sûreté nucléaire/Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection. Depuis l'entrée en vigueur au 1er janvier 2025 du titre 1er de loi n° 2024-450 du 21 mai 2024 (art. 20), les activités de l'ASN et de l'IRSN ont été regroupées au sein d'une nouvelle autorité, l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR), autorité administrative indépendante. Pour un descriptif de ses missions, voir la section 1.4.1.1.2.1.
Assemblage combustible	Le combustible nucléaire utilisé pour le parc REP EDF se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur – il faut, par exemple, 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW –, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de becquerels).
Biogaz	Gaz produit par la fermentation de matières organiques animales ou végétales.
Biomasse	Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou de résidus de l'exploitation forestière.
Cogénération	Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que, dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.
Comptage	Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).
Congestion	Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion ou des réseaux nationaux de transport en cause.
CRE	Commission de régulation de l'énergie. Voir la section 1.4.2.1.1.
Cycle Combiné à Gaz	Technologie de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz naturel est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds. La chaleur de ces gaz d'échappement est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.
Cycle du combustible	Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Voir la section 1.4.1.1.2.3.
Déchets radioactifs	L'énergie nucléaire produit une électricité décarbonée mais elle génère des déchets radioactifs. Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % du volume total, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont séparés en deux sous-catégories : les déchets de Très Faible Activité (TFA) et les déchets de Faible Activité (FA). Les déchets de Moyenne et Haute Activité à Vie longue (MAVL et HA) sont produits en faible quantité, moins de 10 % du volume total, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).
Disponibilité d'une centrale	Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée × 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale.
Effacement	Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.
ELD	Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.
Énergies renouvelables	Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.
Enrichissement	Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235, dont la proportion est portée à environ 4 %.

Entreposage	L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue de leur stockage définitif (éventuellement après un complément de gestion). Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, ORANO, CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.
EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée (*European Pressurized water Reactor*) de la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.
Fluoration (conversion)	Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF_6) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.
Fourniture électrique	On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation : • la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; • la fourniture de « semi-base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; • la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ; • la fourniture « en dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto vise les sept principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6), ainsi que le trifluorure d'azote (NF_3) depuis 2013.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.
Homme-sievert	Unité exprimant la dose équivalente collective. Un homme-sievert est la dose collective résultant de l'exposition de 1 000 hommes à 1 mSv (millisievert).
Hydrogène	La conversion du gaz naturel en hydrogène génère du CO_2 d'où la qualification d'hydrogène « gris ». Cette forme d'hydrogène est utilisée à grande échelle, notamment dans l'industrie chimique pour produire de l'ammoniac et des engrais. L'hydrogène dit « bleu » est obtenu lorsque le CO_2 émis est capté puis réutilisé ou stocké. L'hydrogène dit « vert » est produit à partir d'énergies renouvelables. L'électricité produite par les éoliennes, panneaux solaires ou les centrales hydro-électrique est transformée avec de l'eau par un processus d'électrolyse. Aucun gaz à effet de serre n'est alors émis. L'hydrogène peut être stocké en grandes quantités puis reconverti en électricité.
INB	Installation Nucléaire de Base.
Interconnexion	Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.
IRSN	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. L'IRSN est l'expert public en matière de recherche et d'expertise sur les risques nucléaires et radiologiques.
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1er avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.
Microgrid	Les *micro-grids*, ou micro-réseaux, sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable à un petit nombre de consommateurs. Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses, des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement à un réseau de distribution ou fonctionner déconnectés du réseau (îlotage).
MW – MWh	Le mégawattheure (MWh) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie égale à la puissance de l'installation, exprimée en mégawatts (MW), multipliée par la durée de fonctionnement en heures. 1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts 1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure 1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts 1 TW = 1 000 GW
MWh cumac	Le « MWh cumac » est l'unité de compte des certificats, qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.
Palier	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (32 tranches actuellement en exploitation d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).
Plutonium (Pu)	Élément de numéro atomique 94 (nombre de protons), dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.
Productible hydraulique	Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire, à puissance maximale autorisée de l'installation à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.

Radioprotection	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée « dosimétrie collective » et exprimée en hommes-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.
Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à Haute et Très Haute Tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
Scopes 1, 2 et 3	EDF établit annuellement un Bilan GES (Scopes 1, 2 et 3) au périmètre du Groupe calculé suivant les principes du GHG Protocol Corporate Standard : • le Scope 1 couvre les émissions directes générées par ses actifs : émissions de CO_2, CH_4 et N_2O des centrales thermiques de production d'électricité et de chaleur, consommation de combustibles fossiles pour le chauffage des locaux occupés, consommation de carburant de la flotte de véhicules et engins, émissions fugitives des retenues d'eau des centrales hydrauliques, émissions fugitives de SF6 et de fluides frigorigènes ; • le Scope 2 couvre les émissions indirectes liées aux pertes dans les réseaux électriques de ses sociétés distributeurs d'électricité et celles liées aux achats d'énergie pour ses besoins propres : consommation d'électricité des bâtiments tertiaires et des data centers, consommation des réseaux de chaleur et d'eau glacée pour usage propre ; • le Scope 3, qui comporte 15 catégories (GHG Protocol), couvre les autres émissions indirectes générées chez ses fournisseurs (achats de biens et services, amont des combustibles dont nucléaire, actifs loués, fret aval de sous-produits), chez ses clients (amont et combustion du gaz acheté pour revente à des clients finals, production de l'électricité et de chaleur achetée pour revente à des clients finals) ou chez EDF (amortissement des émissions liées à la fabrication des biens immobilisés, émissions des investissements non consolidés, amont et pertes liées au transport et distribution de l'électricité, amont et pertes des consommations d'électricité, de chaleur et de froid pour usage propre, gestion des déchets, déplacements des collaborateurs…).
Services systèmes	Les services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services via le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*).
Smart city	La *smart city* ou ville intelligente est un nouveau concept de développement urbain. Il s'agit d'améliorer la qualité de vie des citadins en rendant la ville plus adaptative et efficace, à l'aide de nouvelles technologies qui s'appuient sur un écosystème d'objets et de services. Le périmètre couvrant ce nouveau mode de gestion des villes inclut notamment : infrastructures publiques (bâtiments, mobiliers urbains, domotique, etc.), réseaux (eau, électricité, gaz, télécoms) ; transports (transports publics, routes et voitures intelligentes, covoiturage, mobilités dites douces – à vélo, à pied, etc.) ; les e-services et e-administrations.
Smart charging	*Smart charging* (ou charge intelligente) est un terme générique qui désigne toutes les technologies visant à optimiser la charge voire la décharge d'un véhicule électrique, en gérant la puissance de recharge du véhicule de façon efficace, flexible et économique.
SMR	Les SMR (*Small Modular Reactors*), petits réacteurs modulables en français, sont des centrales de petit format, dotées d'un ou plusieurs réacteurs d'une puissance unitaire inférieure à 300 MWe. Cette petite puissance permet de réduire certains systèmes, de standardiser le design et de réduire ainsi la durée des chantiers afin d'améliorer leur compétitivité.
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage. Centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes qui permettent de remonter l'eau une fois turbinée et située dans le réservoir inférieur, vers le réservoir supérieur.
Stockage (à propos du combustible nucléaire)	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion définitive, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée (exemple : le CSA, centre de stockage de l'Aube de l'ANDRA).
Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
Taxonomie verte européenne	Règlement délégué (UE) 2021/2139 de la Commission du 4 juin 2021 complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du Conseil par les critères d'examen technique permettant de déterminer à quelles conditions une activité économique peut être considérée comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique ou à l'adaptation à celui-ci et si cette activité économique ne cause de préjudice important à aucun des autres objectifs environnementaux.
Thermie (th)	1 th équivaut à 1 163 kilowattheures ou 4,186 millions de joules.

Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Uranium	L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) : • uranium 238, fertile, dans la proportion de 99,3 % ; • uranium 235, fissile, dans la proportion de 0,7 %. L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
Uranium réenrichi	Pour être utilisé en réacteur, l'uranium issu du retraitement, même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.
Uranium de retraitement	L'Uranium de retraitement, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable, et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont utilisées en réacteurs.
Vitrification	Opération consistant à immobiliser dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de déchets radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).

Dans le présent document d'enregistrement universel (le « document d'enregistrement universel » ou « URD »), sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à la société Électricité de France SA et les termes « groupe EDF » et « Groupe » renvoient à EDF et ses filiales et participations. Outre les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ». Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation, les résultats financiers ou les perspectives du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir également un effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document d'enregistrement universel contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations se révèlent erronées ou ne soient plus à jour à la date de dépôt du présent document ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document pourraient se révéler erronées. Les déclarations prospectives contenues dans le présent document, notamment dans la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et la section 5.1.5 « Perspectives financières », sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ».

En application de la législation européenne et française, RTE et Enedis, qui sont des filiales régulées, gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion au sens des dispositions du Code de l'énergie, chargées respectivement du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF, ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent document d'enregistrement universel a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles. Dans un souci de lisibilité, il est fait mention dans le reste du document de RTE et Enedis, sans préciser systématiquement qu'il s'agit de filiales indépendantes au sens des dispositions du Code de l'énergie. Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent document d'enregistrement universel.

Crédits photos couverture :

©ABACA – Marie Hubert-Psaila

©CAPA PICTURES – Alexis Toureau

Ce document est imprimé en France par un imprimeur certifié Imprim'Vert sur un papier certifié PEFC issu de ressources contrôlées et gérées durablement.

PROSPECTUS BAC DE TRI

Conception & réalisation LABRADOR +33 (0)1 53 06 30 80

EDF
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
SA au capital de 2 084 365 041 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
www.edf.fr

Le Groupe est certifié ISO 14001

Relations Investisseurs
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet
www.edf.fr
www.edf.fr/finance